Utgivningsår 2017

Havsbaserad vindkraft

En analys av samhällsekonomi och marknadspotential

ER 2017:03

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas via
www.energimyndigheten.se
Orderfax: 08-505 933 99
e-post: energimyndigheten@arkitektkopia.se

© Statens energimyndighet

ER 2017:03

ISSN 1403-1892

Förord

Energimyndigheten har i regleringsbrevet för 2016 fått i uppdrag av regeringen att utreda den potentiella marknaden för havsbaserad vindkraft i Sverige och internationellt samt att göra en samhällsekonomisk analys av en svensk satsning på havsbaserad vindkraft. Energikommissionens slutbetänkande (SOU 2017:2) har haft som utgångspunkt att elsystemet ska baseras på 100 procent förnybar el vilket också varit en utgångspunkt för denna rapport.

Havsbaserad vindkraft får stöd via elcertifikatsystemet men kostnaden är för hög för att konkurrera med andra förnybara kraftslag och kommer därför att spela en underordnad roll i det svenska energisystemet under 2020-talet. Därför är uppdraget om att utreda ifall det är motiverat med ett särskilt stöd till havsbaserad vindkraft av stor vikt. Inte minst för att ett 100 procent förnybart elsystem på sikt kommer att kräva en stor utbyggnad av elproduktionsanläggningar.



Erik Brandsma
Generaldirektör

Sammanfattning och slutsatser

Energimyndigheten bedömer att havsbaserad vindkraft på lång sikt kan spela en viktig roll i det svenska elsystemet men att ett särskilt *stöd* till havsbaserad vindkraft, utöver elcertifikatsystemet, inte är motiverat före år 2030. Det huvudsakliga skälet är att den samhällsekonomiska nyttan med havsbaserad vindkraft inte är större än från den utbyggnad av förnybar el som sker genom ett teknikneutralt stöd, vars kostnad är betydligt lägre. Det finns dock ett antal faktorer såsom utfallet av nuvarande förnybartdirektiv, utvecklingen av elcertifikatsystemet, beslut inom ramen för förslag till kommande förnybartdirektiv inom Energiunionen och en förtida nedläggning av elproduktionsanläggningar som kan göra att situationen och behovet av ny kraft förändras betydligt. Acceptansen för en fortsatt utbyggnad av landbaserad vindkraft har också en avgörande betydelse. För att bevaka utvecklingen som i dagsläget innehåller flera osäkerhetsfaktorer kan någon form av regelbundna kontrollstationer införas.

Efter år 2030 och fram till år 2045 behöver i princip alla kraftproduktionsanläggningar som idag är i drift att ersättas med nya, med undantag för vattenkraften som dock behöver genomföra reinvesteringar. Elsystemet kommer också gradvis få en snabbare generationsväxling då nya förnybara elproduktionsanläggningar generellt har en kortare livslängd än kärnkrafts- och vattenkraftsanläggningar. I det perspektivet är det viktigt med en stor potential av olika förnybara produktionsslag, även havsbaserad vindkraft.

För upprätthålla en realiserbar potential och möjliggöra en utbyggnad i ett senare skede bör man därför säkerställa att det finns platser med goda vindförhållanden där det går att bygga havsbaserad vindkraft kostnadseffektivt. Tillstånden som finns idag kommer sannolikt ha löpt ut och det finns många konkurrerande intressen i de områden som är mest lämpliga för havsbaserad vindkraft idag. En utbyggnad i senare skede bör också om möjligt koordineras med andra länder runt Östersjön med avseende på utbyggnadstakt, stöd och nätförbindelser.

Ett 100 procent förnybart elsystem kan uppnås på flera sätt och det är inte självklart vilken energimix som har högst samhällsekonomisk nytta då energiresurser och tekniker har olika för- och nackdelar. Ett riktat stöd till havsbaserad vindkraft bör därför också jämföras med riktade stöd till andra teknologier. I detta uppdrag har jämförelsen främst gjorts mot ett teknikneutralt stöd såsom elcertifikatsystem.

Inom ramen för den nya ambitionen om 18 TWh för elcertifikatsystemet är det osannolikt att havsbaserad vindkraft kommer att byggas ut på grund av dess högre produktionskostnad. Energimyndighetens bedömning är dock att produktionskostnaden för havsbaserad vindkraft kommer att sjunka i framtiden och närma sig landbaserad vindkraft. I och med att intäkterna från elmarknaden skiljer sig åt mellan elproduktionsanläggningar kan havsbaserad vindkraft därför ha en

möjlighet att byggas ut inom ett eventuellt fortsatt teknikneutralt stödsystem efter år 2030, oavsett om det är inom elcertifikatsystemet eller något annat.

Stor potential för havsbaserad vindkraft i Sverige och Östersjön…

Havsbaserad vindkraft har en stor teknisk potential i Sverige, och i ett europeiskt perspektiv innebär de förhållanden som råder i Östersjön generellt sett lägre produktionskostnader än för motsvarande anläggningar i Nordsjön. Hur stor del av den tekniska potentialen som är realiserbar under de närmaste 15 åren är svårare att säga men är troligen dubbelt så stor som de idag planerade projekten som motsvarar cirka 25 TWh, varav cirka 11 TWh har tillstånd.

… men landbaserad vindkraft är i dagsläget mer konkurrenskraftigt

Det finns vindkraftsprojekt på land motsvarande en produktion på 20 TWh som idag har tillstånd. Därutöver finns det 70 TWh planerade projekt varav merparten bedöms ha en lägre kostnad än havsbaserad vindkraft. Hur många projekt som kan realiseras är oklart men Energimyndigheten bedömer att acceptansfrågan inte kommer utgöra ett hinder för den nya ambitionshöjningen inom elcertifikatsystemet på upp till 18 TWh ny förnybar el till år 2030.

Sjunkande produktionskostnad…

Produktionskostnaden för havsbaserad vindkraft som fram till i början av 2016 varit över 100 EUR per MWh har på senare tid sjunkit kraftigt och förväntas fortsätta sjunka. Beroende på ränteläge, avkastningskrav, råvarupriser, teknikutveckling m.m. så bedöms produktionskostnaden för havsbaserad vindkraft i Östersjön ligga mellan 59 och 86 EUR per MWh år 2020 för att sedan sjunka till mellan 49 och 76 EUR per MWh till år 2035. På grund av bland annat mycket låga räntor just nu kan projekt som har gynnsamma fysiska förutsättningar för vindkraftsproduktion redan idag byggas i den nedre delen av intervallet vilket bland annat visat sig i anbudsprocesser i Danmark och Nederländerna under hösten 2016. Om dagens läge med låga räntor och råvarupriser även råder år 2030 kan ännu lägre kostnader förväntas.

Kostnadssänkningen är inte bunden till utbyggnaden i ett specifikt land och kostnaden för havsbaserad vindkraft i Östersjön kommer att sjunka även om utbyggnaden inte sker inom Sveriges gränser.

… men stödkostnaden förväntas fortsatt vara hög de närmsta åren

Stödkostnaden för en utbyggnad av havsbaserad vindkraft från mitten av 2020-talet bedöms vara cirka 5–6 miljarder per TWh, vilket är cirka fyra gånger mer än vad elcertifikatsystemet förväntas kosta per TWh. Kostnaden för havsbaserad vindkraft förväntas visserligen sjunka kraftigt men en större utbyggnad ger ett lägre elpris samtidigt som den viktade intäkten för vindkraft sjunker kraftigt på grund av produktionsprofilens påverkan på timpriset. En utbyggnad av havsbaserad vindkraft vid sidan av elcertifikatsystemet innebär också en fördubb-

ling av kostnaden för elcertifikatsystemet eftersom elpriset sjunker och det minskar också sannolikheten för att landbaserad vindkraft kan byggas utan stöd.

Liten nytta med mer elproduktion fram till år 2030…

Energimyndigheten bedömer att nyttan med mer elproduktion fram till år 2030 utöver den nya ambitionen i elcertifikatsystemet är begränsad och exporten av el bedöms vara runt 40 TWh i slutet av perioden. Detta är under förutsättningen att inte en stor mängd elproduktion faller bort eller att elanvändningen ökar kraftigt.

En ökad elproduktion utöver elcertifikatsystemets nya ambition ger inte mer intäkter för producenter och ger inte någon lägre kostnad för elkunden.

… men viktigt att möjliggöra en senare utbyggnad av havsbaserad vindkraft

Eftersom mängden förnybar el som behöver produceras för att uppnå ett 100 procent förnybart elsystem är stor, särskilt under perioden då mycket kärnkraft fasas ut, behövs också en stor potential av olika kraftslag. Utbyggnadstiden sträcker sig också över långa tidsperioder, och långt fram i tiden, då exempelvis det sista kärnkraftverket förväntas producera i nära 30 år till. Med mycket förnybar el kommer elsystemet också få en högre omsättningstakt och Energimyndigheten bedömer att cirka 2,5–6 TWh ny kraft behöver tillkomma årligen under 2030- och 2040-talet.

Även om det är möjligt att nå 100 procent förnybar el utan havsbaserad vindkraft så är det en av få produktionskällor med potential att generera mycket el under stora delar av året om utbyggnaden av landbaserad vindkraft och biokraft begränsas.

En mix av produktionskällor är bra för elsystemet

Ett elsystem med mycket variabel kraft kräver anpassning av elsystemets alla delar. Detta bör göras med mer generell styrning och genom elmarknadens prissignaler till allt från användare och producenter till nät och lager. Havsbaserad vindkraft kan visserligen minska variabiliteten i elsystemet något jämfört med att bygga samma mängd landbaserad då vindförhållanden är annorlunda till havs och den geografiska spridningen blir större. Detta är dock inget motiv för att särskilt stödja havsbaserad vindkraft eftersom flera andra utmaningar, såsom tillgänglig effekt vid hög last, inte avhjälps.

I dagsläget finns också många tillstånd till havsbaserad vindkraft i södra Sverige, det vill säga inom samma väderområde som merparten av de parker som har byggts i norra Europa, vilket bland annat sänker intjäningsförmågan för dessa projekt och riskerar att skapa flaskhalsar i överföringsförbindelserna.

Nyttan för näringslivsutvecklingen i Sverige avgörs av marknaden…

Den aktör som investerar i ett havsbaserat vindkraftsprojekt kommer själv välja

vilka entreprenörer som ska projektera, bygga och sköta drift av anläggningen. Det innebär en stor osäkerhet för vad ett eventuellt stöd kan innebära för svensk näringslivsutveckling. Känt är dock att de stora kostnadsposterna såsom fundament, elanslutning och komponenter köps in på en internationell marknad där svenska företag inte generellt kan anses ha en större möjlighet att anlitas jämfört med om projekt utvecklas någon annanstans i världen, förutom att en hemmamarknad för havsbaserad vindkraft i vissa fall kan ge fördelar. Sverige har ingen produktion av vindturbiner och bedöms inte heller få det framöver.

… men kan troligen förstärkas med särskilda insatser lokalt och regionalt

Genom att arbeta aktivt med nätverk, träffar och utbildningsinsatser för lokala och regionala aktörer, i kombination med demonstration, forskningsstöd och framtagande av planeringsunderlag, kan utbyggnaden få en mer positiv effekt på näringslivsutveckling i Sverige.

Antalet arbetstillfällen sker till en hög kostnad

Energimyndighetens analys visar att antal arbetstillfällen som uppstår lokalt, nationellt och internationellt av en utbyggnad av havsbaserad vindkraft är osäkert. Av de totala arbetstillfällena bedöms cirka 10–30 procent skapas i Sverige vilket vid en utbyggnad på 15 TWh innebär ungefär 1 600–12 000 årsarbeten beroende på kostnadsutveckling och storleken på turbiner. Detta motsvarar ungefär 65–500 helårstjänster under 25 år. Mycket av arbetet är inom drift och underhåll. Skillnaden på antal arbetstillfällen mellan land- och havsbaserad bedöms som liten.

Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv är det heller inte fråga om helt nya årsarbeten utan snarare omställning av arbetskraften från andra områden. Omställning av arbetskraft har ingen stor samhällsnytta förutom att kunna minska arbetslösheten lokalt.

Innanhavsteknik handlar om specifika förutsättningar snarare än en specifik teknik…

Ett vindkraftsprojekt har en rad unika förutsättningar såsom vindhastighet, avstånd till elnät, havsdjup, bottenförhållanden, nedisning, salthalt och våghöjd som påverkar hur vindkraftsparken utformas och vilken teknik som används. Vissa områden i Östersjön har förutsättningar som motiverar en utveckling eller anpassning av befintliga tekniker. Generellt är produktionskostnaden för Östersjöprojekt lägre än för Nordsjöprojekt på grund av dessa förutsättningar. Däremot är de projektspecifika snarare än specifika för innanhav eftersom förutsättningarna varierar både inom Östersjön och mellan olika innanhav. Många av anpassningarna är också snarare en fråga om mindre modifieringar av existerande produkter än utveckling av helt nya tekniker.

… och medför därför ingen ny marknad.

Det finns stora möjligheter för utveckling och anpassning av tekniker utifrån platsspecifika förutsättningar. Det är dock enligt Energimyndighetens bedömning inte troligt att det utvecklas en ny teknik för innanhavsteknik med en marknadspotential för svenskt näringsliv.

Det är möjligt att en särskild turbin utvecklas som är anpassad för områden med mildare vindklimat än ute på öppna hav, vilket betyder större rotordiameter i förhållande till den installerade effekten. En sådan turbin skulle enligt bedömningen ge bättre produktion och därmed möjlighet till något lägre produktionskostnader. Huruvida en potentiell marknad för en sådan turbin finns, beror på de platsspecifika egenskaper hos de projekt som realiseras runt om i världen, samt vilka incitament som finns för att motivera en sådan utveckling. För att denna marknad ska uppstå behövs troligen en utbyggnad i Östersjön på minst 45 TWh förutsatt att det är konkurrens mellan vindturbinstillverkare. Det är en betydligt högre utbyggnad än vad som antas i rapporten och skulle i så fall kräva utbyggnad i andra länder runt Östersjön.

Flytande vindkraft har en hög potential men i djupa vatten

Flytande vindkraftteknik i Östersjön bedöms ha en betydligt högre kostnad under flera årtionden framöver än vindkraft med fasta fundament, trots att den flytande tekniken bedöms ha den största kostnadsreduktionspotentialen. Potentialen för flytande vindkraftverk finns främst på djup från 50 meter och mer, vilket bland annat gäller områden utanför exempelvis Skottland, Frankrike och Japan.

Lägre produktionskostnad i Östersjön kan vara en fördel för såväl Sverige som EU

Den sjunkande produktionskostnaden för havsbaserad vindkraft ökar sannolikheten för att den på sikt kommer att kunna konkurrera med den landbaserade vindkraften. Det gäller särskilt om det blir svårare att bygga på land eller om intäkterna från elmarknaderna blir högre för den havsbaserade vindkraften på grund av en skillnad i vindprofilen. I ett EU-perspektiv kan det vid införande av mer regionala stödsystem också finnas konkurrensfördelar då havbaserad vindkraft i Östersjön har lägre produktionskostnad än i Nordsjön.

Det bör dock tilläggas att om ett nationsövergripande stöd är utformat för att premiera projekt med lägst stödkostnad kan de låga elpriserna i Sverige vara till nackdel. Detta eftersom ett lågt elpris kräver högre stöd för att ersättningsnivån ska bli tillräcklig.

Sverige kan bidra till EU:s förnybartmål, men det är än så länge oklart hur

EU:s nya förnybartmål innebär minst 27 procent förnybar andel av energianvändningen till år 2030. Ett kostnadseffektivt sätt för Sverige att kunna bygga havsbaserad vindkraft vore att använda andra länders stödsystem och att därmed också

hjälpa till att uppnå EU:s mål. I det nuvarande förnybartdirektivet finns samarbetsmekanismer för denna typ av lösning. Det nya förnybartdirektivet som kommer att gälla efter år 2020, som ingår i Energiunionen, är inte beslutat ännu men det utkast som finns innehåller förslag på krav att kunna använda delar av andra länders stödsystem.

Eftersom den svenska elproduktionen redan kommer att vara hög år 2030 bör dock detta analyseras närmare. Det nya förnybartdirektivet är inte beslutat ännu och innehållet är inte färdigberett. Därför har ingen sådan analys gjorts.

EU:s klimatmål som berör elproduktion hanteras inom handeln med utsläppsrätter

Klimatmålet ska uppnås dels genom EU-ETS (handel med utsläppsrätter) och dels genom åtgärder i den icke handlande sektorn. Eftersom elproduktion innefattas i den handlande sektorn innebär åtgärder där ingen sänkning av de totala utsläppen eftersom det är ett gemensamt utsläppstak inom EU. Det bör också påpekas att den svenska elproduktionen har mycket låga klimatutsläpp. Den stödkostnad på många miljarder som skulle krävas till havsbaserad vindkraft kan göra en betydligt större klimatnytta i andra sektorer, till exempel inom transportsektorn.

Maritim strategi

Visionen för arbetet med regeringens maritima strategi är (maritima) näringar som kan bidra till ökad sysselsättning, minskad miljöbelastning och en attraktiv livsmiljö. En satsning på havsbaserad vindkraft skulle stimulera den här delen av näringslivet men innebära vissa miljöeffekter för havsmiljön, även om vindkraft är ett produktionsslag med relativt liten miljöpåverkan och goda förutsättningar för samexistens med andra näringar.

Ordlista och begrepp

Energiunionen	Energiunionen syftar till att säkerställa överkomlig, trygg och hållbar energi för EU och dess medborgare. De särskilda åtgärderna omfattar fem nyckelområden: energitrygghet, energieffektivitet, minskade koldioxidutsläpp, energimarknaden samt forskning, innovation och konkurrenskraft . Majoriteten av lagförslagen under Energiunionen planerar att beslutas av ministerrådet och Europaparlamentet år 2018.
EU-ETS	Handel med utsläppsrätter i EU bygger på att ett tak sätts för de totala utsläppen av koldioxid. Systemet omfattar ett antal sektorer där bland annat elproduktion ingår.
Fullasttimmar	Årsproduktionen delat på installerad effekt. Motsvarar det antal timmar verket skulle behöva vara i drift på full effekt för att producera årsproduktionen.
Förnybartdirektivet	Ett direktiv som bland annat innehåller mål för EU och dess medlemsstater om andelen förnybar energi fram till år 2020. Ett nytt mål har föreslagits för år 2030 men detaljer och regelverk kommer att beslutas inom Energiunionen.
Handlande sektor	De sektorer som ingår i handeln med utsläppsrätter (EU-ETS).
Innanhav	En avgränsad del av ett världshav som tränger djupt in i kontinenterna och mer eller mindre brett omsluts av dessa. I begreppet ingår även randhav som endast ofullständigt kan skiljas från oceanerna genom öar och halvöar.
Kapacitetsfaktor	Ett mått på hur stor andel den verkliga produktionen från vindkraftverket är av den maximala produktionen (vid produktion 24 timmar om dagen och 365 dagar per år) under en viss period, vanligen ett år.
Kontrollstation för elcertifikat	Återkommande gemensamma utredningar med Norge om ändringar i regelverk och justeringar av kvotkurvan i elcertifikatsystemet för att uppnå det gemensamma målet. I rapporten hänvisas till den senaste kontrollstationen (2017) som resulterade i två rapporter från Energimyndigheten år 2016 (ER 2016:09 och ER 2016:19).
Produktionskostnad (LCOE)	Uttrycker kostnaden per kilowattimme och beräknas genom att slå ut den totala årliga kostnaden för elproduktionen (investeringskostnaden omräknad till årlig kostnad med hjälp av kalkylränta och ekonomisk livslängd och de årliga drift- och underhållskostnaderna för vindkraftsproduktionen) på den årliga elproduktionen. Även kallad långsiktig marginalkostnad.

Profilkostnad	Ett kraftverks minskade (eller ökade) kostnad jämfört med det årliga medelpriset på el på grund av dess specifika produktionsprofil. Vindkraft har i dagsläget en produktionsprofil som innebär att intäkterna är lägre än medelpriset på el medan kraftvärmen har en högre.
Stödbehov	Skillnaden mellan en anläggnings produktionskostnad och intäkterna från elmarknaden.
Stödkostnad	Kostnaden för ett visst stödsystem som i rapporten beräknas som en summa av stödbehovet över hela den tid som stödet betalas ut. Detta kan utryckas som en totalkostnad, en kostnad per TWh eller elkundens kostnad i öre per kWh.
Teknikneutralt stöd	I denna rapport syftar detta på att inte särskilja tekniker vid utformning av ett stödsystem förutom att det ska vara förnybart. Elcertifikatsystemet är ett sådant exempel som dessutom ger samma stöd till alla kraftslag. Ett annat alternativ kan vara ett anbudsförfarande där en viss volym bjuds in och lägst ersättningsnivå vinner. Stödet kommer då variera mellan projekt snarare än teknologi.
Variabel kraft	Elproduktion från anläggningar vars produktion inte planeras utan styrs av rådande väderförhållanden, till exempel vindkraft och solkraft.
WACC	En modell för att beräkna ett företags kalkylränta, som är den räntesats som uttrycker avkastningskrav på investerat kapital.
Östersjön	I denna rapport syftar Östersjön på hela Östersjöområdet vilket är ett större geografiskt område än det egentliga Östersjön. Utöver det egentliga Östersjön inkluderas Bottniska viken, Bottenhavet, Finska viken, Rigabukten, Bälthavet, Öresund och Kattegatt.

Innehåll

Förord 1

Sammanfattning och slutsatser 3

Ordlista och begrepp 9

1 Inledning 15

1.1 Uppdraget 15
1.2 Metod 15
1.3 Avgränsningar 17
1.4 Bakgrund 17
1.5 Rapportens disposition 18

2 Vindkraft på land, till havs och i innanhav – en jämförelse 19

2.1 Energimyndighetens samlade bedömning 19
2.2 Havsbaserad vindkraft i världen 21
2.3 Planerade projekt i Östersjön 22
2.4 Skillnad mellan havbaserad och landbaserad vindkraft 23
2.5 Skillnad mellan Östersjön och öppna hav 29

3 Teknik- och kostnadsutveckling för havsbaserad vindkraft 35

3.1 Energimyndighetens samlade bedömning 35
3.2 Produktionskostnaderna för havsbaserad vindkraft 37
3.3 Kostnadsutveckling på sikt 41
3.4 Skillnaden i produktionskostnad mellan land och hav 51

4 Marknadspotential för innanhavsbaserad vindkraft 53

4.1 Energimyndighetens samlade bedömning 53
4.2 Begreppet potential 54
4.3 Potential för innanhavsteknik 55
4.4 Planering och samverkan med andra intressen 61

5 Flytande vindkraft 65

5.1 Energimyndighetens samlade bedömning 65
5.2 Teknik- och kostnadsutveckling 66

5.3 Marknadspotential 73
5.4 Näringslivspolitiska effekter 75

6 Roll i elsystemet 79

6.1 Energimyndighetens samlade bedömning 79
6.2 Det svenska elsystemet och variabel elproduktion 79
6.3 Vindkraft i kraftsystemet 81
6.4 Havsbaserad vindkraft i kraftsystemet 82
6.5 Framtida utveckling av elsystemet 85
6.6 Konsekvenser på elpris 92

7 Koppling till mål och strategier 97

7.1 Energimyndighetens samlade bedömning 97
7.2 Energi- och klimatpolitiska mål i EU 98
7.3 Den havsbaserade vindkraftens roll i förnybartmålet 100
7.4 Svensk havsbaserad vindkraft för att uppnå klimatmålet 102
7.5 Mål, strategier och planering i Sverige 102

8 Näringslivsutveckling 107

8.1 Energimyndighetens samlade bedömning 107
8.2 Vindkraftsmarknaden 109
8.3 Nuläge 110
8.4 Potential för näringsutveckling inom havsbaserad vindkraft 114
8.5 Innanhavsteknik 125
8.6 Potentiella nya näringsgrenar i Sverige 125

9 Samhällsekonomisk konsekvensanalys 127

9.1 Energimyndighetens samlade bedömning 127
9.2 Bakgrund och metod 128
9.3 Centrala kostnader inklusive stödkostnader till havsbaserad vindkraft 131
9.4 Effekter (Nyttor) med havsbaserad vindkraft 135

10 Diskussion och slutsatser 151

11 Referenser 155

Bilagor **159**

Bilaga 1 Vind och vågklimat för Nordsjön och Östersjön.....159
Bilaga 2 Analys av kostnadsutvecklingen på sikt 170
Bilaga 3 Litteraturöversikt samhällsekonomisk analys.....175
Bilaga 4 Havsbaserade projekt i Sverige.....177

1 Inledning

1.1 Uppdraget

Energimyndigheten ska enligt uppdrag i regleringsbrevet 2016 ”analysera hur stor potentialen är för teknikutveckling och reduktion av produktionskostnader för havsbaserad vindkraft inom en 15-årsperiod. Såväl teknik anpassad för innanhavsteknik som teknik för flytande vindkraft ska analyseras. Myndigheten ska även analysera hur stor den potentiella marknaden är för innanhavsbaserad respektive flytande vindkraft i Sverige och internationellt inom en period på 15–25 år.

Myndigheten ska avslutningsvis göra en samhällsekonomisk analys av en svensk satsning på havsbaserad vindkraft. I analysen ska även energi- och klimatpolitiska och övriga miljömässiga och näringspolitiska aspekter redovisas.

När det gäller energi- och klimatpolitiska aspekter ska ett europeiskt perspektiv anläggas, både i fråga om möjligheter för Sverige att bidra till EU:s långsiktiga klimat- och energimål nås och i fråga om möjligheter för Sverige att dra nytta av insatser för kostnadsreduktion som görs av andra europeiska länder.

Myndigheten ska belysa hur den havsbaserade vindkraften kan bidra i energisystemet i sin helhet med de egenskaper och förutsättningar den har.

När det gäller näringspolitiska aspekter ska effekter på bland annat innovation, näringslivsutveckling, arbetstillfällen, regional tillväxt och exportmöjligheter inkluderas.

Myndigheten ska därutöver redovisa hur en eventuell utveckling kan bidra till regeringens maritima strategi.

Uppdraget ska redovisas till Regeringskansliet (Miljö- och energidepartementet) senast den 28 februari 2017.

1.2 Metod

Rapporten är i huvudsak en samhällsekonomisk analys av havsbaserad vindkraft, samt en marknadsbeskrivning. I analysen har en jämförelse gjorts med en utbyggnad inom elcertifikatsystemet (som framför allt bedöms vara landbaserad vindkraft). Utbyggnaden antas ske före år 2030 och vara i storleksordningen 15 TWh, utöver den nya tänkta ambitionen inom elcertifikatsystemet på 18 TWh[1]. 15 TWh antas med utgångspunkt från Energimyndighetens förra rapport om havsbaserad vindkraft där ett storskaligt och ambitiöst stöd förutsattes för att uppnå en rimlig kostnad. En konsekvens- och behovsanalys av havsbaserad vindkraft före och efter år 2030 har också gjorts.

[1] Kontrollstation inom elcertifikatsystemet 2017, ER 2016:19

Utöver detta har rapporten utgått från samma mål som Energikommissions slutbetänkande (SOU 2017:12) om ett 100 procent förnybart elsystem 2040.

Uppdraget som givits Energimyndigheten har en rad specifika frågor som behandlats utförligare och i särskilda kapitel. Detta gäller teknik, kostnad, marknadspotential, näringslivsutveckling, roll i elsystemet och kopplingar till mål. Därefter avslutas rapporten med en bredare samhällsekonomisk analys med en sammanvägd bedömning av resultatet från tidigare kapitel, egna analyser som inte behandlats i tidigare kapitel samt en litteraturstudie.

I kapitel 2–4 och 8–9 har kunskap inhämtats med hjälp av en konsult som sedan kompletterats med egna analyser och bedömningar. I kapitel 6–7 har kunskapsinhämtning och analyser huvudsakligen gjorts av Energimyndigheten.

I *Vindkraft på land, till havs och innanhav – en jämförelse* (kap 2) har en inventering av dagens teknik gjorts samt en jämförelse mellan förhållanden på land, havsbaserad i Nordsjön och havsbaserad i Östersjön.

Den möjliga *kostnadsreduktionen* (kap 3) de kommande 20 åren har analyserats utifrån kostnadspåverkande faktorer och scenarier för utbyggnad.

Marknadspotentialen för innanhavsbaserad vindkraft (kap 4) har analyserats genom att marknadspotentialen utretts utifrån tekniska förhållanden och uppskattade kostnader. En kartläggning över projekt i olika skeden har gjorts samt en genomgång av politiska styrmedel och ambitioner.

Flytande vindkraft (kap 5) är en specifik och relativt omogen teknik som vi valt att bryta ut från resten av rapporten och analyseras främst utifrån kostnad och potential.

Den havsbaserade vindkraftens *roll i elsystemet* (kap 6) har analyserats genom att beskriva den möjliga framtida utvecklingen av elsystemet och dess utmaningar. Därefter har den havsbaserade vindkraftens egenskaper jämförts med andra kraftslag för att se om det finns skäl att satsa på en utbyggnad av havsbaserad vindkraft. En elmarknadsmodell har också använts för att beräkna ett framtida elpris för olika utbyggnader av havsbaserad vindkraft.

Kopplingar till mål och strategier (kap 7) är en inventering av rådande och kommande mål och strategier, nationellt och internationellt, som rör elsystemet och vilken roll havsbaserad vindkraft kan spela för detta.

Näringslivsutvecklingen (kap 8) har analyserats genom att kartlägga utbyggnaden av vindkraft från projektering till nedmontering och delat in dessa i sektioner. Bedömningar har sedan gjorts på hur en utbyggnad kan påverka dessa sektorer samt vilka delar som Sverige har möjlighet att vara en del av.

Den *samhällsekonomiska konsekvensanalysen* (kap 9) har i övrigt i huvudsak genomförts genom litteraturstudie av samhällsekonomiska effekter vid vindkraftsutbyggnad. Fokus har varit sysselsättningseffekter och stödkostnad. Effekter på bland annat elkunder och producenter har studerats utifrån elpris och produktionskostnad.

Rapporten avslutas med ett *diskussionsavsnitt* (kap 10) för att sammanväga de bedömningar som gjorts i tidigare kapitel.

Synpunkter från intressenter har samlats in via ett seminarium där bland annat representanter från tillståndsgivna havsbaserade projekt, Svensk Vindenergi, Energiföretagen Sverige, Svenska kraftnät samt Chalmers och Uppsala universitet deltog.

1.3 Avgränsningar

Avgränsning görs till att studera elsystemet och inte hela energisystemet. I den samhällsekonomiska analysen jämförs en utbyggnad av en större mängd havsbaserad vindkraft med att göra motsvarande utbyggnad inom elcertifikatsystemet. Havsbaserad vindkraft kommer tekniskt och produktionsmässigt därför främst att jämföras med landbaserad vindkraft som står för den stora potentialen i Sverige och för majoriteten av dagens utbyggnad. En jämförelse med utbyggnad av fossil kraft har inte gjorts med hänsyn till det nya målet om 100 procent förnybar el fram till år 2040.

För att kunna studera effekter av havsbaserad vindkraft har en utbyggnad på cirka 15 TWh antagits i rapporten, vilket anses vara en rimlig avgränsning. I huvudscenariot antas det stödsystem som föreslogs i Energimyndighetens förra rapport om havsbaserad vindkraft (2015). Vilket är ett inmatningssystem som bekostas av elkunder och där ersättningsnivån bestäms genom anbud men inte på specifika platser. Stödet varierar sedan med det månadsvägda elpriset. Effekter av eventuella andra stöd berörs enbart kort.

Den samhällsekonomiska analysen avser en utbyggnad till år 2030. Efter år 2030 blir konsekvenser på elpriser, produktionskostnader, utvecklingen av elsystemet mm så osäkra att endast en mer övergripande analys och diskussion förs av nyttan med havsbaserad vindkraft.

I rapporten har inte enskilda svenska projekt i detalj studerats bland annat på grund av den långa tidsperioden som analyserats.

1.4 Bakgrund

Uppdraget kan ses som en fortsättning på regeringsuppdraget från 2015 som innefattade förslag till utformning av ett eventuellt stöd till havsbaserad vindkraft. I det uppdraget ingick inte att göra en samhällsekonomisk analys av en svensk satsning på havsbaserad vindkraft. På grund av den relativt höga kostnaden för ett sådant stöd och utifrån synpunkter som inkommit bedöms nu en samhällsekonomisk analys som nödvändig.

Regeringen anser att Sverige på sikt ska ha ett energisystem som baseras på 100 procent förnybar energi och att den förnybara elproduktionen bör byggas ut ytterligare. Det finns ett intresse av att undersöka om havsbaserad vindkraft kan ha en roll i det framtida elsystemet.

1.5 Rapportens disposition

Rapporten är i huvudsak en samhällsekonomisk analys där vissa områden ägnats särskild uppmärksamhet och fått egna avsnitt. Detta gäller teknik, kostnad, marknadspotential, energisystemperspektivet och näringslivsutveckling. Rapporten avslutas därefter med ett kapitel om samhällsekonomi som sammanfattar vissa delar och tar upp andra aspekter som inte utvecklats i de övriga kapitlen. Kopplingar till internationella mål samt flytande vindkraft har behandlats särskilt i egna kapitel då de inte är en del av den övergripande analysen eller den samhällsekonomiska bedömningen.

Varje kapitel påbörjas med Energimyndighetens sammanlagda bedömning om ämnet som behandlats i kapitlet. I kapitlet följer sedan en mer detaljerad analys och genomgång.

Underlagsrapport ”Havsbaserad vindkraft – potential och kostnader” från Sweco finns publicerad i separat rapport.

2 Vindkraft på land, till havs och i innanhav – en jämförelse

Den kommersiella vindkraftstekniken idag bygger på samma princip med horistonalaxlade, oftast trebladiga turbiner, såväl på land som till havs. Att bygga vindkraft till havs har länge varit intressant eftersom vinden oftast är jämnare och starkare än på land och eftersom det är en möjlighet för länder att öka sin produktion av förnybar el trots avsaknad av tillräckliga ytor eller andra förnybara resurser på land. Det är dock först på senare år som utbyggnaden tagit fart och då främst i Europa.

Detta kapitel ger en introduktion i hur läget för havsbaserad vindkraft ser ut idag. De skillnader som finns gällande teknik och förutsättningar mellan landbaserad och havsbaserad vindkraft, samt mellan Östersjöförhållanden och öppna oceaner, gås igenom och vilka effekter detta kan ha i dagsläget sammanfattas. Därefter förs ett resonemang kring utveckling av teknik anpassad för innanhav. Hur skillnaderna påverkar produktionskostnaderna tas upp i kapitel 3.

2.1 Energimyndighetens samlade bedömning

Det finns generella skillnader mellan hav och land och exempelvis medelvinden, och därmed antal fullasttimmar, är högst i det förstnämnda och lägst i det sistnämnda. I takt med teknikutvecklingen har skillnaderna i produktion minskat något och det finns vissa platser på land som inte nödvändigtvis har sämre produktion än till havs. Östersjön har i genomsnitt högre medelvind än på land men lägre medelvind än Nordsjön. Förutsättningarna i Östersjön jämfört med större oceaner får dock anses vara projektspecifika snarare än specifika för innanhav. Vid en genomgång av förutsättningarna framstår Östersjön som unikt bland andra innanhav.

2.1.1 Skillnader mellan land- och havsbaserad vindkraft

Skillnaderna mellan hav och land ger upphov till både positiva och negativa effekter. De tuffare förhållandena till havs leder sammantaget till att en annan turbinklass vanligen behövs till havs än på land. För att minska påverkan från fukt, salt, krafter från vågor med mera behövs andra tekniker vid installationen. Tillsammans med den lägre tillgängligheten blir därmed byggnationen samt drift och underhåll dyrare än på land.

På grund av att många havsbaserade vindkraftsparker idag placeras i allt djupare vatten och allt längre från kusten finns ett incitament att utveckla större vindkraftturbiner för att på så sätt minska kostnaderna per installerad effekt. Storleken på turbinerna tenderar att öka mer än på land, där det finns begränsningar i framkomlighet, men nya tekniker kan bana väg för större turbiner även där.

De bättre vindförhållandena leder till att produktionen och därmed intäkterna generellt är högre än för en landbaserad vindkraftpark. Eftersom havsytan är mer homogen än ett genomsnittligt landskap och det inte finns någon terräng som stör vindens rörelse behöver tornen inte vara lika höga som vid utbyggnad på land. Generellt är antalet fullasttimmar därför högre för havsbaserad vindkraft än för landbaserad.

2.1.2 Skillnader mellan Östersjön och oceaner

Lägre extremvindar och våghöjd, avsaknad av större strömmar och tidvatten, grundare vatten och kortare avstånd till land ger Östersjön och vissa andra innanhav möjlighet till billigare byggnation, drift- och underhåll, samt lägre risk jämfört med ett genomsnittligt projekt som byggs ute på öppna världshav. Teknikutvecklingen gör att det idag kan gå att utföra även tunga höga lyft i vindhastigheter upp till runt 10–15 m/s vilket gör att andelen dagar byggnation och reparationsarbeten måste avvakta är lägre i Östersjön än i Nordsjön, eftersom höga vindhastigheter är vanligare i Nordsjön. Investeringskostnaden blir lägre i grundare vattnet vilket också gör grunda innanhav såsom Östersjön mer fördelaktiga för byggnation av havsbaserad vindkraft.

Billigare fundament kommer av grundare vatten, men kan också bero på botten-förhållanden, som varierar stort längst Östersjökusten. Generellt kan gravitations-fundament enligt vissa bedömningar vara lämpliga på fler områden i Östersjön än Nordsjön där monopiles är vanligare. Kostnaden är specifik för varje plats men vid en jämförelse verkar skillnaden vara stor; gravitationsfundament och bergsförankrade fundament anpassade för en 5 MW:s turbin kan kosta runt 5–7 Mkr/st medan motsvarande monopile kan kosta runt 20–30 Mkr/st, vilket medför en kostnadsfördel generellt sett i Östersjön. Skillnaderna är dock platsspecifika och det finns bedömningar som pekar på att Östersjöns varierande bottenförhållanden leder till ökade kostnader.[2]

Effekter av skillnaderna i vindförhållanden

Östersjön har i genomsnitt 1–1,5 m/s lägre medelhastighet vilket teoretiskt ger cirka 40 procent lägre elproduktion. Men ett vindkraftverk är designat så att det når sin maxeffekt vid 8–12 m/s och stängs därefter av vid 20–25 m/s vilket gör att den faktiska skillnaden bara är runt 10 procent. Med rätt dimensionering av vindkraftverket och bättre data över de specifika vindförhållandena på platsen kan produktionen optimeras. Denna typ av optimering är inte specifik för innanhav utan platsspecifik.

Östersjön har en lägre andel höga och extrema vindhastigheter vilket kan ge bättre tillgänglighet, lägre drift- och underhållskostnader, högre chans att hålla tidplaner vid byggnation och lägre kostnad för stilleståndvid till exempel transporter. Dessutom är belastningen och därmed slitaget lägre och antal plötsliga stopp på grund av höga vindar minskar.

[2] Bloomberg; The Baltic Sea – the next offshore wind market? EMEA – WIND – RESEARCH NOTE (2016-12-19)

Samlad effekt av skillnaderna

Genomgången av förutsättningar i haven visar att det finns generella skillnader mellan Östersjön och Nordsjön men att det samtidigt finns stora platsspecifika variationer. Grunda kustområden finns i båda haven och det finns områden i Östersjön som är mest lämpade för monopiles. Anpassning av tekniken är också platsspecifik och någon generell teknik för innanhav bedöms inte vara aktuell.

Det bedöms inte vara en acceptabel risktagning att installera lättare turbiner och mindre korrosionsskydd på grund av lägre andel extremvindar och lägre salthalt. Istället är det medelvinden som är avgörande vid val av turbinklass och även låga salthalter ger upphov till korrosion.

Ett möjligt teknikutvecklingsspår kan vara en turbin anpassad för de något lägre medelvindarna. Med längre blad i förhållande till generatoreffekten kan antal fullasttimmar öka. En utförligare diskussion om detta förs i kapitel 4.

Generellt är förhållanden i Östersjön sådana att lägre kostnader är att förvänta för investeringar, drift och underhåll. Tillgängligheten är också något högre medan lägre medelvindar ger en något lägre produktion. Hur detta i sin tur påverkar den totala produktionskostnaden behandlas vidare i kapitel 3.

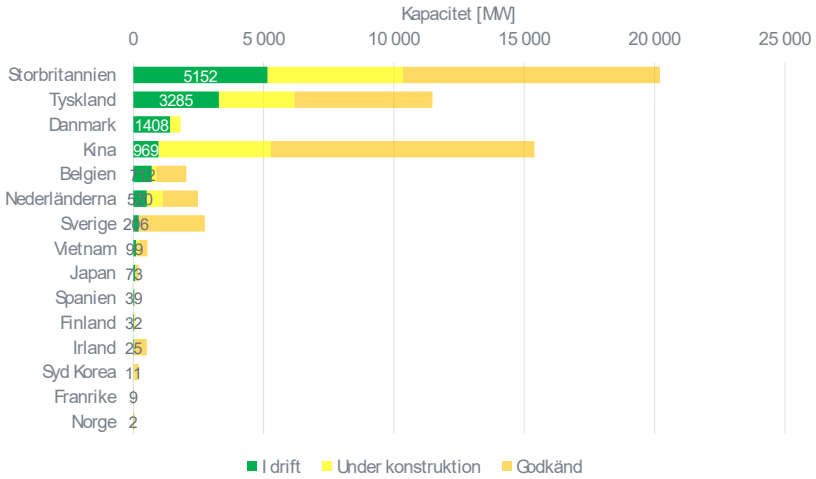
2.2 Havsbaserad vindkraft i världen

Havsbaserad vindkraft är, trots en relativt kraftig ökad utbyggnadstakt under senaste åren, i dagsläget en relativt liten del av världens elproduktion. Den totala installerade effekten i världen var cirka 12,3 GW[3] i juli 2016, vilket är nästan en fördubbling jämfört med år 2013[4]. Detta kan också jämföras med landbaserad vindkraft på cirka 430 GW. Utbyggnaden är till största delen koncentrerad till Europa och uppskattningsvis är runt 90 procent av den installerade effekten koncentrerad till ett fåtal länder i Europa. Det är således en elproduktionsteknik på stark frammarsch och havsbaserad vindkraft stod för nästan en fjärdedel av EU:s totala vindkraftsutbyggnad under 2015[3]. I övriga världen är det framförallt Kina som har satsat på en utbyggnad, följt av Vietnam och Japan. Asiatiska marknaden förutspås växa starkt med tanke på politiska ambitioner.

Utbyggnaden har hittills varit starkt kopplad till länders individuella politiska agenda snarare än deras tekniska förutsättningar. Som exempel kan tas Japan, som efter kärnkraftsolyckan i Fukushima har förbundit sig att satsa starkt på havsbaserad vindkraft. Japan har en lång kuststräcka som dock är mycket djup, varför havsbaserad vindkraft med bottenförankrade fundament inte är optimalt. Japan är det land i världen som har mest flytande vindkraft.

[3] Havsbaserad vindkraft – potential och kostnader, Sweco 2017

[4] Regeringsuppdrag Havsbaserad vindkraft 2015, Energimyndigheten (ER 2015:12)



Figur 2.1 Utbyggnad och utbyggnadsplaner per land, Sweco 2017

2.3 Planerade projekt i Östersjön

Sverige har, jämfört med länderna runt Östersjön, en unik situation då antalet projekt som är tillståndsgivna är relativt stort – 2 817 MW. Detta kan jämföras med de parker som är i drift i hela Östersjön – 1 475 MW[5]. Figur 2.2 nedan speglar situationen i länderna runt Östersjön, där orange färg markerar tillståndsgivna projekt.

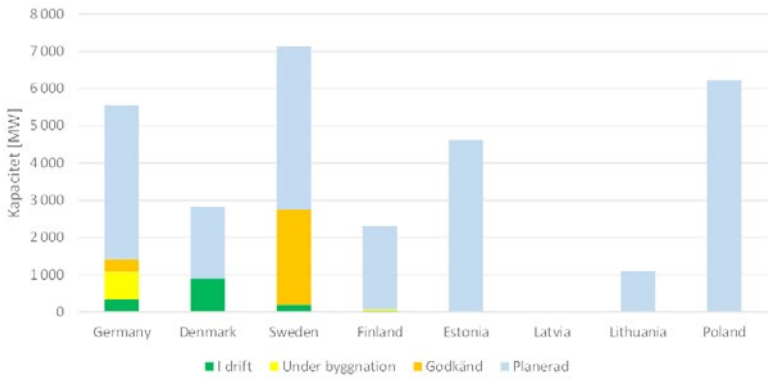


Figur 2.2 Projekt i olika faser i Östersjöområdet (Sweco, 2017)[6]

[5] Sweco; Havsbaserad vindkraft – Potential och kostnader, 2017

[6] Sedan framtagandet av figuren har Blekinge Offshore fått avslag.

Av länderna kring Östersjön är det huvudsakligen Tyskland som för närvarande har projekt under byggnation; se gul markering i Figur 2.3 nedan. Storleken på de planerade, ännu ej godkända/tillståndsgivna projekten är flera gånger större än vad som idag är i drift eller under byggnation. Totalt runt 24 600 MW varav merparten planeras i Tyskland, Polen, Estland och Sverige.



Figur 2.3 Projekt i olika faser i Östersjöområdet per land, Sweco 2017[6]

Detta speglar en situation där havsbaserad vindkraft är på stark frammarsch, men osäkerheten i de olika ländernas satsningar framöver, de långa tidsaspekterna vid projektutveckling och elanslutningar gör att utvecklingen kan komma att gå långsammare än vad bilden kan ge intryck av. Utvecklingen är starkt beroende av ländernas stödsystem, vilka beskrivs utförligt i underlagsrapporten från Sweco[7].

En detaljerad lista över befintliga och planerade projekt i Sverige finns in bilaga 4.

2.4 Skillnad mellan havbaserad och landbaserad vindkraft

Förhållandena för vindkraft till havs skiljer sig på flera sätt mot de på land.

Infrastruktur

En av de största skillnaderna mot landbaserad vindkraft är att det inte behövs några vägar men att det samtidigt krävs helt andra typer av infrastruktur. På land kan en stor utmaning vara att komma fram med långa vingar och breda torndelar på smala vägar eller i backar. Vid uppförande av havsbaserade vindkraft uppkommer helt andra logistiska utmaningar såsom tillgång till hamn och fartyg. Dessa behöver ha tillräcklig kapacitet för att hantera vindkraftverksdelar. Väderförhållanden kan spela stor roll för möjligheten att transportera verk och fundament med fartyg. Transporterna kan många gånger vara tidskrävande.

[7] Sweco; Havsbaserad vindkraft – Potential och kostnader, 2017

Elanslutning

Det finns främst två stora skillnader jämfört med landbaserad vindkraft. Den ena är framdragning av elkablar, vilket är känsligare i vatten än på land. Den stora utmaningen är att kabeln inte ska kunna skadas av exempelvis fukt, tidvatten, strömmar, med mera. På land är grävarbete enklare och billigare. En uppkommen skada är också svårare att reparera till havs.

En annan skillnad är transformatorstationer. De behövs även på land, men i de fall de behöver placeras till havs krävs helt andra tekniker för att säkerställa att den elektriska utrustningen inte skadas av kyla och fukt. Det finns en stor risk med att ha känslig elutrustning ute till havs. Isolering behöver förstärkas för att hålla tätt, transformatorplattform och lyftanordningar behövs för tillgänglighet, plattformen behöver utformas så att livbåtar och annan skyddsutrustning kan placeras för att minimera säkerhetsriskerna, nöddieselgenerator kan behövas för att avfuktning, ljus och värme ska kunna hållas igång vid skada på exportkabeln.

Fundament

En skillnad mellan landbaserad och havsbaserad vindkraft är att fundamenten för havsbaserad vindkraft måste konstrueras för att klara de utmaningar som finns till havs i form av krafter från strömmar, vågor och i förekommande fall drivande sanddyner samt driv- och packis. Fundament för havsbaserad vindkraft kan utformas på ett antal olika sätt. Vilken utformning som är mest lämpad beror på bottenförhållanden och vattendjup. Det kan också bero på påverkan på omgivningen samt hur villkoren formulerats i miljötillståndet för hur fundamenten får se ut och hur de får byggas. De vanligaste typerna är gravitationsfundament, monopiles, tripod och fackverk.

- **Monopile-fundament** är en ihålig stålcylinder som pålas uppemot 60 meter ned i havsbotten beroende på de specifika platsförhållandena. Monopiles är stabila vid rörelser i sediment såsom drivande sandbottnar och är den vanligaste typen av fundament idag. Tekniken kräver provborrningar för att säkerställa att hårt berg inte förekommer, eftersom det kan utgöra en risk vid borrningen.
- **Gravitationsfundament** står på botten och håller vindkraftverket på plats med sin egen vikt. Kostnaden stiger med djupet på grund av att den stora basen medför hög belastning i sidled från vattenrörelser. Basen kan justeras efter bottenförhållanden, dock fungerar inte tekniken vid bottnar av löst sediment och vissa typer av lera. Tekniken anses mindre riskfylld eftersom dyra provborrningar kan undvikas. Används till exempel i Lillgrund.
- **Tripod-fundament** använder samma princip som monopile-fundament, men till skillnad från monopile har dessa tre ben istället för ett, vilket gör att belastningen fördelas över en större yta. Konstruktionen är dock känslig i den punkt där de tre benen sammanstrålar.
- **Fackverksfundament** används framförallt på större djup och fördelarna är framförallt är mindre materialåtgång och ett mindre omfattande

pålningsarbete jämfört med monopiles. Tekniken kommer från oljeplattformar och består av stålrör i en nätverksform med rotfästen som förankras i botten genom pålning.

- **Bergförankrat fundament** finns till exempel i Vänern. Består av en betongplatta som spänns ned i berget med vajrar. Tekniken kräver bra bergförhållanden utan sprickor eller block samt noggranna bottenundersökningar.
- **Nya tekniker:** Utvecklingen av olika typer av fundament är en viktig fråga i branschen och flera olika teknikspår testas eller utreds i dagsläget. Som exempel kan nämnas olika typer av fackverksfundament bestående av rör med en tyngd överst som med sin tyngd stabiliserar förankringen, en typ av sugklocka (”suction bucket”) samt pråmliknande stålfundament som står på stödben vilka kan hissas upp varvid fundamentet enkelt kan flyttas. Andra lösningar som utvecklas är fundament anpassade för områden som är för grunda för fartyg samt olika typer av kombinationer av befintliga alternativ.

Vid byggnation uppstår ljud och vibrationer, särskilt vid pålning vid anläggande av monopilefundament. Även om störningen är tillfällig kan ljuddämpning krävas, vilket inte är vanligt på land. Ofta beror det på att ljud och vibrationer fortplantar sig längre under vatten och att bland annat torsk och tumlare då kan störas. För detta ändamål finns olika tekniker, till exempel kan en krage sättas runt nedslagsplatsen när pålning ska utföras, exempelvis bestående av ett nät med plastkomponenter. Det finns även teknik med bubbelridåer som dämpar bullret under vattenytan.

Ytterligare en utmaning som tillkommer är packis och drivis. Strömmar kan medföra att is trycks mot fundament och torn och påfrestar materialet. Problemet löser man med fundament som är konformade med spetsen mot botten så att trycket från isen leds bort och ut från basen av tornet. Det finns även isskydd som skruvas på, vilket gör att isen fortsätter sin rörelse så att tyngden inte byggs upp och trycker mot fundamentet.

Vindkraftverken

Vid design av havsbaserade vindkraftverk krävs hänsyn till salthalt och därmed korrosionsrisk. För att stå emot detta görs trycksatta system som gör att saltinträngning undviks. Tätningar, oljor, med mera optimeras för att klara av saltet och bättre kvalitet på stålet kan krävas. På grund av väderförhållanden som leder till att tillgängligheten är sämre än på land krävs även mer autonoma vindkraftverk. Detta uppnås genom ökad kvalitet.

Vindkraftverken skiljer sig även från landbaserade genom att de behöver utformas för att lösa tillgängligheten för driftpersonal. Det finns flera olika sätt att lösa detta även vintertid, med helikopter, svävare, eller båtar som fungerar som isbrytare. Utformning av plattformar behövs dock på ett annat sätt än på land, bland annat för att lösa övergången mellan underhållsbåtar och vindkraftverk på ett säkert sätt.

Vid design av plattformar måste hänsyn tas till tidvatten, våghöjd och en anpassning till fartyg som ska användas är nödvändig.

Till havs kan även problem uppkomma med vågor som stänker upp på fundament, torn och plattformar vilket leder till risk för isbildning och saltinträngning på den lägre delen av strukturen. Problemet löses genom att bygga en ”splashzon” runt 5–15 m över vattenytan. Det finns även tekniker som värmer upp plattformar och stegar vid isbildning för en säker ombordstigning för personalen. Innan vindkraftparken dimensioneras mäts våghöjden därför noggrant på den specifika platsen och data på maximala våghöjder är av största vikt. Isbildning på plattformar kan gå snabbt under vissa väderförhållanden vilket försvårar angöring med servicebåtar, samt försvårar och gör servicearbete riskfyllt.[8]

Vindförhållanden till havs skiljer sig på flera sätt från de på land. Det har utvecklats olika turbinklasser, se Figur 2.4, där skillnaden bland annat består av bättre stål som klarar av den högre belastningen.

Class	IEC I	IEC II	IEC III
Annual mean wind	10 m/s	8.5 m/s	7.5 m/s
50-year max	70 m/s	59.5 m/s	52.5 m/s
Turbulence	A 18%	A 18%	A 18%
	B 16%	B 16%	B 16%

Figur 2.4 Indelning av turbinklasser med hänsyn till medelvind, extremvind och turbulens.[9]

De vindförhållanden som skiljer mellan land och hav är bland annat medelvind, extremvindar, vindskjuvning och turbulens. Skillnaden beskrivs tydligast med hjälp av figurerna från Elforsk rapport 09:04.[10]

[8] Se: http://www.svensk-vindkraft.org/nya-metoder-mot-is-till-havs/

[9] Malmberg, H: Offshore wind power in the Baltic sea/ Conditions for profitability (2014)

[10] Bergström , H: Wind mapping of Sweden, Elforsk 09:04

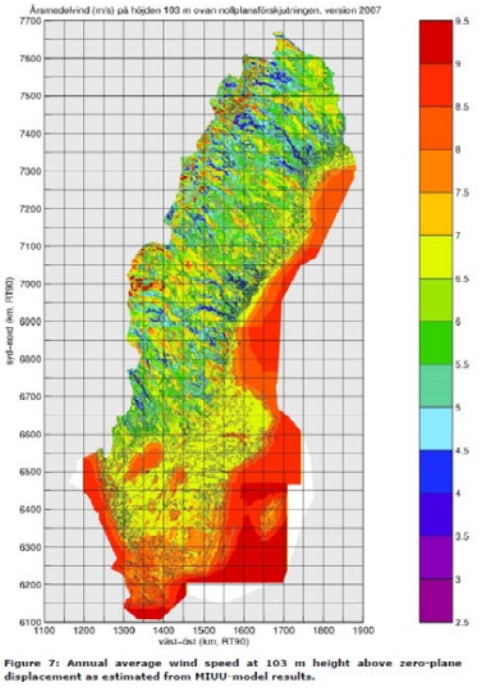


Figure 7: Annual average wind speed at 103 m height above zero-plane displacement as estimated from MIUU-model results.

Figur 2.5 Årsmedelvind på 103 m ovan nollplansförskjutningen.

Medelvind: Generellt blåser det mer till havs än på land. MIUU-modellen visar medelvindar på en viss höjd över nollplansförskjutningen, vilket innebär att det krävs högre torn vid byggnation i skogslandskap för att kunna jämföra medelvindarna. Därmed är man generellt sett mindre beroende av att bygga högt till havs jämfört med på land och havsbaserad vindkraft har generellt mer produktion och högre kapacitetsfaktor än på land. Undantag är vissa öppna ytor utan skog som har bättre vindförhållanden antingen på grund av närheten till hav eller, som i fallet i fjällandskap, ligger högt över havet – dessa syns som röda eller mörkt orangea områden i figuren.

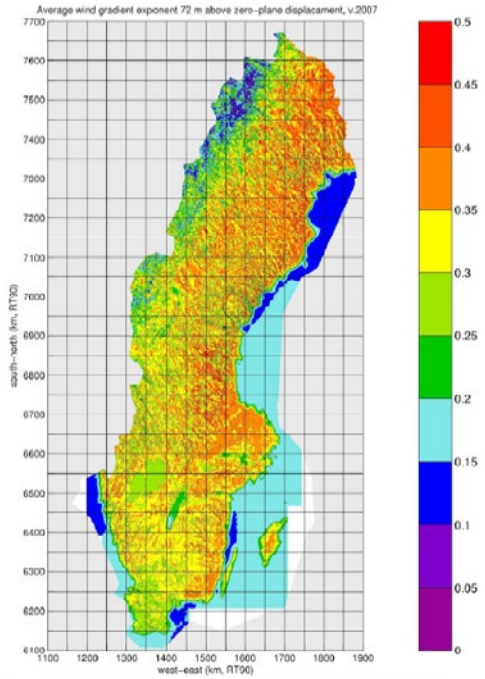


Figure 27: Wind shear exponent α determined from the modelled average wind speed at 49 m and 103 m height above the zero-plane displacement.

Figur 2.6 Vindskjuvning α på land jämfört med till havs

Vindskjuvning kan förenklat beskrivas som hur snabbt vindhastigheten ändras med höjden. Vanligen ökar vinden logaritmiskt med höjden på grund av markytans friktion samt termiska skikt. I figuren jämförs vindhastigheten på 49 respektive 103 m höjd. Ett litet värde på vindskjuvningen α uppkommer vid släta ytor utan termiska skiktningar. Runt 0,15 är vanligt till havs medan det på land vanligen ligger runt 0,25–0,45 utom på kalfjäll som mer liknar havsytor. Skillnaden leder till att lägre tornhöjd vanligen behövs till havs än på land.

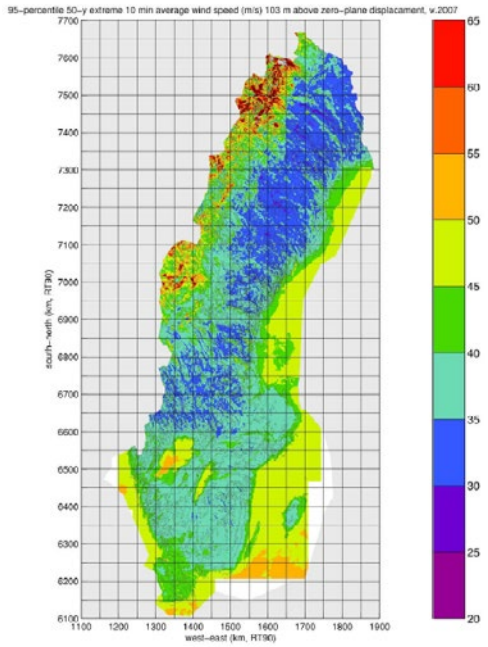


Figure 34: 95 % percentile of the 50 years extreme 10 min average wind speed at 103 m height above zero-plane displacement.

Figur 2.7 50-års maxvärden för vindhastigheter. 10 minuters medelvärden

Den släta ytan gör att extremvindar är vanligare till havs än på land vilket visas i Figur 2.7. 50-årsmaxvärden används som en parameter vid beslut om vilken turbinklass som är lämplig på den aktuella sajten. Gränsen för en klass III-turbin är 52,5 (jämför med Figur 2.4 för klassindelning). Det betyder att en turbin som klarar högre medelvindar normalt klarar långt högre extremvindar och därmed är extremvindarna normalt inte det som avgör val av turbinklass. Det bör noteras att en hög extremvind inte kan relateras till ett bra vindläge, då vindkraftverk av säkerhetsskäl stängs av vid vindhastigheter över cirka 20–25 m/s.

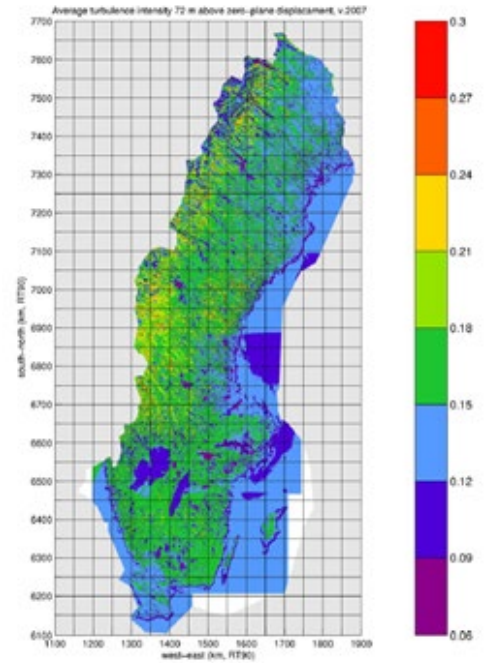


Figure 39: Annual average turbulence intensity of the wind speed at 72 m height above zero-plane displacement.

Figur 2.8 Årsmedelvärde av turbulens

Turbulens är vanligen lägre till havs. I kustnära områden är dock påverkan av kringliggande landområden så pass stor att turbulensen är liknande den på land i de fall landytan består av till största delen släta ytor, som exempelvis i Skåne. Ett lågt värde på turbulensen ger minskat slitage, lägre kostnader för drift och underhåll och kan öka livslängden på vindkraftverkets komponenter. Figuren anger turbulensen över nollplansförskjutningen, vilket betyder att vindarna är uträknade för höjden ovan den höjd som upplevs som marknivå för vindens gränsskikt. Nollplans-förskjutningen är cirka ¾ av vegetationens höjd eller 15 meter. Det betyder att tornen behöver vara 15 meter högre för att turbulensen ska gå att jämföra.

2.5 Skillnad mellan Östersjön och öppna hav

Någon allmänt erkänd definition av innanhavsteknik finns inte i dagsläget. Dock går det att identifiera ett antal parametrar som generellt sett visar skillnader för havsbaserad vindkraft i Nordsjön och Östersjön. I jämförelse med Nordsjön har Östersjön till exempel lägre våghöjd, lägre medel- och extremvindar, avsaknad av tidvatten, mindre strömmar och drivande sanddyner samt mindre korrosiv miljö. I flertalet tidigare framtagna rapporter[11] [12] såväl från branschen som i Energimyndighetens regeringsuppdrag om havsbaserad vindkraft 2015[13] tas begreppet innanhavsteknik upp. Detta motiverar en genomgång av den befintliga teknik och de möjliga teknikutvecklingsspår som olika branschaktörer anser vara rimlig och Energimyndigheten har därför samlat in uppgifter från utvalda branschaktörer. I Bilaga 1 finns en utförlig beskrivning av vind och vågförhållanden i Nordsjön och Östersjön. Det bör dock påpekas att förhållandena varierar kraftigt mellan olika projekt beroende på de specifika förhållandena på den aktuella platsen. En översiktlig lista över skillnaderna finns i 3.3.2 som behandlar skillnader i kostnader mellan Östersjön och öppna hav. I detta kapitel beskrivs de tekniska skillnaderna.

Tidvatten och strömmar

Avsaknaden av tidvatten och större oceaniska strömmar är något som är specifikt för Östersjön men inte för alla innanhav. Detta minskar belastningen på fundament och förenklar angöringen vid service och underhåll då förankringen och övergången från fartyg till plattform på turbinen alltid är på samma nivå. I områden med mycket tidvatten behöver plattformen ligga högre och vid ebb behövs då antingen stege eller lyftanordning. Ett sådant arbetssätt är mer känsligt för vind, vågor och nedisning. Det kan även förenkla arbetet med elkablar. Det billigaste tillvägagångssättet är att förankra elkabeln på botten, vilket inte är möjligt vid tidvatten då kabeln rullar och kan gå sönder. Hur elkabeln bäst förankras beror dock på bottenförhållandena på platsen, samt andra risker såsom skador av fartyg, fiske, med mera, vilket gör att någon specifik innanhavsteknik gällande dragning av elkablar inte har kunnat verifieras.

Salthalt

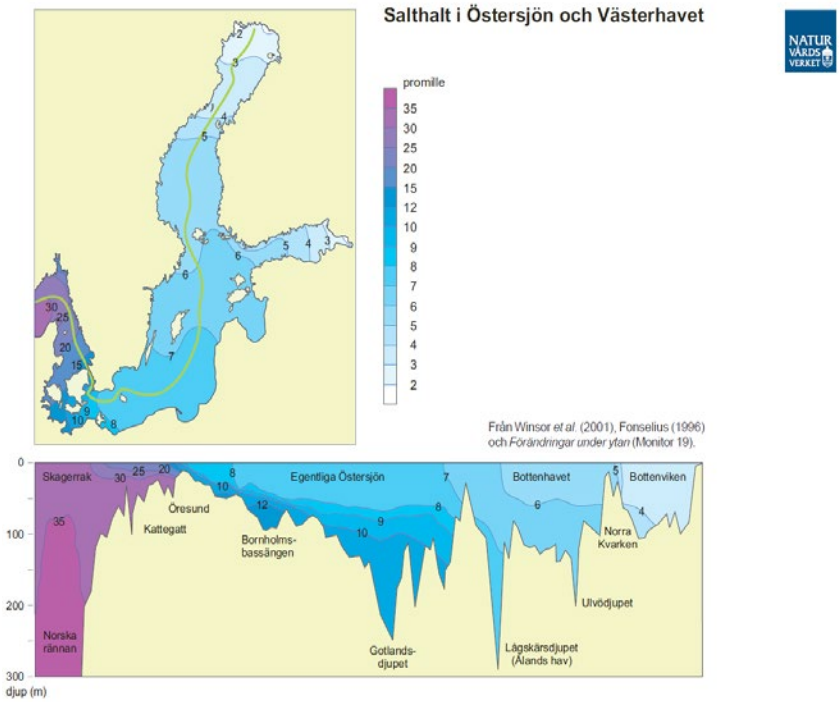
I Nordsjön är vattnet som saltast utanför norska kusten (32 till 35 ‰). Minst salt finns i Skagerrak och i Nordsjöns södra del (15 till 25 ‰), där flera större floder rinner ut. Vattnet i Östersjön är en blandning av salt atlantvatten, som strömmat in genom de danska sunden, och sött vatten från vattendrag som mynnar i området. I de norra delarna av Östersjön håller ytvattnet en salthalt av 6–8 ‰. I djupvattnet,

[11] Strategisk innovationsagenda för vindenergi och elnät till havs – ett industriperspektiv, Vindenergi till havs, 2016

[12] Bidrag till handlingsplan för havsbaserad vindkraft i Sverige – För säkrad eltillförsel, stabilt klimat och industriell utveckling, Chalmers Tekniska högskola, 2015

[13] Regeringsuppdrag Havsbaserad vindkraft 2015, Energimyndigheten (ER 2015:12)

under det s.k. språngskiktet vid ca 60 meters djup, är salthalten 11–14 ‰[14].
I Öresund och längs västkusten blir inblandningen av saltvatten högre och salthalten väldigt varierande beroende på inströmningen. I ytvattnet och i grundare områden i Öresund förekommer stor variation av salthalt, från ca 6–30 ‰.
I Figur 2.9 visas variationerna.



Figur 2.9 Variation av salthalt. Källa: LTH[15]

Saltet gör att det krävs korrosionsskydd såsom tätningar, trycksatta system, anpassade oljor, bättre stålkvalitet med mera, vilket gör vindkraftverken mycket tunga, samt betydligt kostsammare installation och underhåll. Vid samma turbinval som i Nordsjön borde lägre salthalt betyda lägre kostnad för drift- och underhåll och/eller längre livslängd.

Medelvind

Nordsjön har generellt ca 1–1,5 m/s högre vindhastigheter i genomsnitt än Östersjön[16]. Båda områdena visar en tydlig variation under året med högre vindhastigheter under vintermånaderna. För Nordsjön är medelvärdena 10 resp 7 m/s.

[14] www.havet.nu

[15] https://www.lth.se/fileadmin/havsportalen/Projektbilder/Nya_Havsportalen/s25osjon_salthalt.pdf

[16] Uppsala Universitet: Vind och vågklimat för Nordsjön och Östersjön, 2016

Extremvind

Östersjön har i genomsnitt väsentligt lägre andel höga vindhastigheter än Nordsjön[17] på grund av de stora landmassor som omger Östersjön. Extremvindar förekommer så sällan att de inte påverkar energiproduktionen nämnvärt men de är av största vikt för dimensionering, slitage och tillgänglighet och ger ett längre installationsfönster. Andra skillnader mot större öppna hav är att Östersjön och andra innanhav påverkas i väsentligt högre grad av stora landmassor. Temperaturskillnader mellan land och hav ger upphov till ett antal fenomen som kan påverka turbulens och vindprofiler såsom exempelvis vågfält, sjöbris och Low Level Jets. För mer ingående beskrivning av dessa fenomen, se Bilaga 1.

Våghöjd

Vågorna är generellt sett 0,5–1 m högre i Nordsjön än i Östersjön**,** se bilaga 1, vilket kan förklaras med skillnaderna i vindhastighet och svagare dyningsvågor. Tillgänglighet, till exempel angöringssystem, måste anpassas efter platsens specifika våghöjd varför studier av våghöjden genomförs innan dimensionering av fundament och plattformar, placering av dörrar och så vidare. I Nordsjön kan våghöjderna bli över 15 m, medan de i Östersjön sträcker sig till 12 m. Låga våghöjder är också mycket vanligare i Östersjön vilket gör byggnation samt drift- och underhåll enklare. Dyningsvågor som kan fortplanta sig över stora distanser förekommer inte i Östersjön viket innebär att vågorna upphör när det slutar blåsa. För mer ingående beskrivning, se Bilaga 1.

Bottenförhållanden

Bottenförhållanden påverkar vilken typ av fundament som är optimal att använda, men även tekniker för att förlägga elkablar påverkas. Fundament är en tung kostnadspost och bottenförhållandena är därmed mycket viktiga. I Nordsjön är monopile vanligast, dels beroende på att det är vanligt med en viss typ av lera men även för att det ofta är större djup vilket gör monopile till ett lämpligt alternativ. Grundområden i Östersjön består mycket sällan av lera som lämpar sig för monopiles[18]. Havsbaserade vindkraftsparker i Sverige har hittills planerats till stor del i områden med vattendjup på 5–30 meter och förhållandevis jämn bottenyta vilket lämpar sig väl för gravitationsfundament. Men att Östersjön generellt skulle vara lämpad för billigare fundamenttekniker än Nordsjön går inte att säga, och det finns bedömningar som pekar på att Östersjöns varierande förhållanden snarare är svårare, vilket kan leda till dyrare fundament[19].

Östersjön kan generellt delas in i olika geologiska regioner. Kuststräckan längs Bottenviken och Bottenhavet domineras av morän, sand och berg. Utefter södra Upplandskusten övergår bottnarna i berg och lera och grundområden i yttre

[17] Uppsala Universitet: Vind och vågklimat för Nordsjön och Östersjön, 2016

[18] Fredrik Klingberg, SGU

[19] Bloomberg; The Baltic Sea – the next offshore wind market? EMEA – WIND – RESEARCH NOTE (2016-12-19)

skärgårdsområdena består av berg. Dessa förhållanden råder söderut ned till trakterna av Norra Kalmarsund. Utsjöbankarna runt Gotland och grunda områden runt Öland och Skånes kust består huvudsakligen av morän, moränlera och sand. Blekingekusten har speciella förhållanden där alla typer av grundområden förekommer.

En förhållandevis flack bottenyta möjliggör en optimal placering av verken i förhållande till den dominerande vindriktningen samt underlättar förläggning av elkablar. Ett någorlunda tjockt jordtäcke gör det också möjligt att skydda kablarna från såväl nötningsskador vid hård väderlek som isskjutningsskador genom att förlägga dem någon meter under havsbotten. Anläggning av en vindkraftspark inom ett urbergsdominerat grundområde, till exempel utanför Stockholms skärgård, ställer helt andra krav. Lokala toppar av kalt berg skiljs här av djupa dalar med mer eller mindre lera i botten.

Vattendjup

Den långa kuststräckan i Östersjön och längs Sveriges västkust medför en stor areal grunda områden. Även oceaner har grunda områden längs kusterna varför grundare vatten inte kan sägas vara en specifik parameter för innanhav. Däremot är ofta en större andel av ytan grundare i de fall långa kuststräckor förekommer. Grundare vatten är en parameter som kan ge möjlighet till lägre kostnad på grund av billigare fundamenttekniker och installation. Mindre vattendjup minskar även materialåtgången i fundamenten vilket minskar kostnaden. I riktigt grunda områden, runt 0–5 m, är det för grunt för många båtar. På grundare vatten måste därför maskinparken anpassas och andra tekniker utnyttjas, dock är tekniker för att lösa detta något som utvecklas. Vid planering av en större park är det ofta fördelaktigt att utnyttja standardlösningar för att hålla nere kostnaden. I de fall vissa områden i en park ligger på ett djup ned till 5 meter och resterande djupare, kan två olika typer av maskinparker och fundament behövas vilket kan öka kostnaden.

Avstånd till land

På samma sätt som i punkten ovan gör den långa kuststräckan i Östersjön och längs Sveriges västkust att en relativt stor andel av detta innanhav har korta avstånd till land och därmed hamnar och anslutningspunkter. Kortare avstånd är inte en specifik parameter för innanhav men det är betydligt vanligare med projekt inom runt 10 km från kusten i innanhav. Vid byggnation, drift och underhåll är avståndet en viktig parameter som medför billigare arbetskraft på grund av kortare transfertider, mindre behov av bostadsplattformar, möjlighet att operera vid kortare väderfönster vilket leder till mindre risk för stilleståndsamt billigare transporter både vad gäller bränsle och kostnader för hyra av fartyg, minskat behov av helikopter och enklare logistik. En viktig faktor är hur stor andel av arbetet som kan utföras på land, eftersom montagearbeten alltid tar längre tid till havs. En fördel med kortare avstånd kan vara att möjligheterna att ha fler detaljer, exempelvis hissar med mera, klara innan frakt till platsen sker (så stor andel för-

beredande installation och förmontage som möjligt). Detta förutsätter att transporterna anpassas efter dessa förutsättningar, och logistiklösningar är därför en stor utmaning.

Vid kortare avstånd till land behövs ingen transformatorstation om inte tillståndet kräver detta, vilket gör att risker med att ha känslig elutrustning till havs undviks och kostnader för såväl elanslutning som själva transformatorn kan hållas på en lägre nivå än vid ett längre avstånd.

3 Teknik- och kostnadsutveckling för havsbaserad vindkraft

Kostnaderna för havsbaserad vindkraft har fram till nyligen varit betydligt högre än för andra kraftslag. På senare år har dock utbyggnaden tagit fart främst i Nordeuropa vilket har lett till en teknik- och kostnadsutveckling inom havsbaserad vindkraft.

I detta avsnitt beskrivs den förväntade teknik- och kostnadsutvecklingen för havsbaserad vindkraft i Östersjön den närmaste 20-årsperioden. En jämförelse görs också av kostnadsutvecklingen med havsbaserad vindkraft i Nordsjön samt med landbaserad vindkraft i Sverige.

3.1 Energimyndighetens samlade bedömning

Kostnaden för havsbaserad vindkraft bedöms fortsätta sjunka både i Nordsjön och i Östersjön, i princip oberoende av om det sker en utbyggnad på 15 TWh eller inte i Sverige. En utbyggnad i Östersjön skulle dock kunna resultera i utvecklingen av en ”Östersjöanpassad turbin”. Vilka förutsättningar som krävs för en sådan utveckling analyseras närmare i kapitel 4.

Produktionskostnaderna för havsbaserad vindkraft i Östersjön beräknas ligga i intervallet 59–66 EUR/MWh år 2020, beräknat med 6 procent WACC[20]. En del kostnadsreduktioner har antagits vara realiserade till år 2020[21]. Utgående från detta kostnadsläge har sedan den tekniska kostnadsreduktionspotentialen analyserats i tre olika scenarier för några typprojekt till 2035. Produktionskostnaderna för dessa typprojekt bedöms minska i storleksordningen 7–14 EUR/MWh, motsvarande en kostnadsreduktion på 11–18 procent under perioden. Uttryckt i absoluta tal innebär det att produktionskostnaderna år 2035 beräknas ha sjunkit till 49–58 EUR/MWh år 2035, beräknat med 6 procent WACC.

Ovan nämnda resultat omfattar inte utfallet i det konservativa scenariot i kostnadsanalysen, vilket speglar en utveckling där turbinernas storlek inte kommer att öka efter 2020 och som resulterar i en mycket begränsad kostnadsreduktion under perioden. Detta eftersom Energimyndigheten bedömer att en sådan utveckling är mindre sannolik än de två övriga scenarierna.

Vilka antagande om avkastningskrav som görs i beräkningarna har en stor betydelse för produktionskostnadsnivån. Antas WACC uppgå till 9 procent

[20] WACC är en modell för att beräkna ett företags kalkylränta, som är den räntesats som uttrycker avkastningskrav på investerat kapital.

[21] Kostnaderna är beräknade på tre typprojekt i Östersjön, som specificeras i kap. 3.3.3 och som avspeglar de generella fysiska förutsättningar i Östersjön. Analysen utgår således inte från specifika förutsättningar som gäller för befintliga tillståndsgivna projekt i Östersjön.

istället för 6 procent ökar kostnadsnivån till cirka 72–86 EUR/MWh år 2020 och 64–76 EUR/MWh år 2035. Ingen bedömning av vilken nivå som är mest sannolik under perioden görs i analysen, istället redovisas kostnadsnivåerna vid både 6 procent och 9 procent WACC i de tre scenarierna.

Störst kostnadsreduktion väntas i det offensiva teknikutvecklingsscenariot, där en utveckling mot turbiner med allt större rotorer och installerad effekt förväntas. För att nå störst kostnadsreduktion förutsätts dock att investerare väljer att inte sätta en högre riskpremie för användandet av ny, ej beprövad teknologi. Sätts en högre riskpremie kan delar av kostnadsreduktionen som uppnås genom teknikutveckling ”ätas upp” av högre finansieringskostnader. Högre finansieringskostnader kan till exempel vara orsakade av en starkare ekonomi och alternativa investeringsmöjligheter. I de tekniska scenarierna har finansieringsförutsättningarna antagits vara oförändrade.

Eftersom finansieringsförutsättningarna har en så stor påverkan på utfallet har en känslighetsanalys gjorts med förändrade finansieringsförutsättningar för typprojekt 1 Östersjön, för att även beakta hur dessa faktorer påverkar kostnadsreduktionspotentialen. Analysen visar att den totala kostnadsreduktionen under perioden landar på 38 procent, det vill säga blir mer än dubbelt så stor som den tekniska potentialen som uppgår till 12 procent i samma scenario, om alla finansieringsantagande förändras (från 9 % till 5 % WACC, 10 % till 6 % buffert och en ekonomisk livslängd från 20 till 25 år). Det betyder alltså att produktionskostnaderna kan bli lägre än 49–58 EUR/MWh år 2035 om finansieringsförutsättningar blir ännu gynnsammare än idag. Värt att poängtera är dock att finansieringskostnaderna för tillfället är historiskt låga, vilket är en bidragande orsak till de låga anbudspriserna för havsbaserade vindkraftparker som vi sett under andra halvåret 2016 i Danmark och Nederländerna.

När det gäller kostnadsskillnader mellan havsbaserad vindkraft i Östersjön och Nordsjön är de helt beroende av vilka projekt som jämförs med varandra, eftersom projektets specifika förutsättningar är avgörande för kostnaderna. De billigaste Östersjöprojekten har ca 2–3 procent lägre kostnader än det billigaste Nordsjöprojektet enligt dessa beräkningar. Jämförs de dyraste Nordsjöprojekten med de billigaste i Östersjön är Östersjöprojekten ca 20 procent billigare än Nordsjöprojekten. Generellt bedöms kostnadsnivån vara lägre i Östersjön än i Nordsjön, tack vare längre kuststräcka med grunda vatten.

Det finns många förklaringar till att kostnadsnivåerna 2035 i dessa scenarier ligger över det vinnande anbudspriset i Kriegers Flak. En av de viktigaste faktorerna är att beräkningarna av kostnadsreduktionerna är projektspecifika och att de lokala förhållandena spelar stor roll för kostnaden, allt annat lika. Kriegers Flak är en plats med mycket gynnsamma förhållanden för vindkraftsproduktion. En annan förklaring är att elanslutningskostnaderna inte ingår i anbudspriset. Dessutom bedöms riskerna vara lägre i de danska projekten i jämförelse med projekt i andra länder, eftersom tillstånden för att etablera vindkraft på platsen redan är ordnade och staten ansvarar för elanslutningen.

3.2 Produktionskostnaderna för havsbaserad vindkraft

Produktionskostnaderna för vindkraft består till största delen av investeringskostnader, medan driftkostnaderna är förhållandevis låga tack vare avsaknad av bränslekostnader. De mest centrala parametrarna som bestämmer produktionskostnaderna för havsbaserad vindkraft är turbinkostnaderna, vindresursen på platsen och turbinernas tekniska egenskaper. Övriga faktorer som påverkar kostnaderna är drift- och underhållskostnader, fundament- och installationskostnader och kostnaden för att ansluta parken till elnätet.

Fördelningen mellan olika kostnadsposter skiljer sig åt mellan land- och havsbaserad vindkraft, vilket visas i tabellen nedan. Turbinkostnaderna står för 30–50 procent av de totala investeringskostnaderna för havsbaserad vindkraft, jämfört med 65–84 procent för landbaserad. Skillnaden kan förklaras med att kostnaderna för fundament, installation av vindkraftverken och elanslutningen är större till havs än på land.

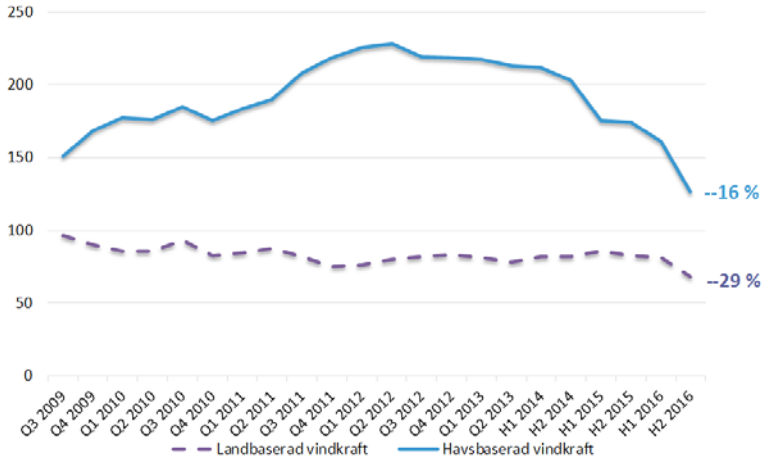
Tabell 3.1 Investeringskostnadernas (CAPEX) fördelning på olika kostnadsposter för typiska landbaserade och havsbaserade vindkraftsprojekt. Källa: Wind power, Technology Brief, Irena March 2016.

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

3.2.1 Den historiska kostnadsutvecklingen

Havsbaserad vindkraft har inte följt samma kostnadsutveckling som landbaserad vindkraft. Produktionskostnaderna för landbaserad vindkraft har sjunkit med en faktor tre sedan 1980-talet, vilket har lett till att landbaserad vindkraft idag är ett av de billigaste kraftslagen i många delar av världen.

För havsbaserad vindkraft har produktionskostnaderna legat betydligt högre än för andra kraftslag och de har stigit ända fram till 2012. En förklaring till denna utveckling är att havsbaserad vindkraft är ett relativt nytt teknikområde som främst har utvecklats under de senaste 10–15 åren. De ökade kostnaderna fram till 2012 förklaras med en trend mot att bygga parker på större avstånd från land och i ökande vattendjup än tidigare. Ett större avstånd till land och ett ökat vattendjup innebär ökade kostnader i alla led, från turbiner och fundament till elanslutning och drift och underhållskostnader. Andra kostnadsdrivande faktorer under denna period är utvecklingen mot större turbiner och höga stålpriser. Från och med 2012 vände kostnaderna nedåt och från och med 2014 har kostnadssänkningen gått i snabb takt. Mellan 2014 och 2016 sjönk kostnaderna med 40 procent. Under det andra halvåret 2016 låg den genomsnittliga produktionskostnaden för havsbaserad vindkraft i världen på 126 USD/MWh, motsvarande 114 EUR/MWh, vilket visas i Figur 3.1 nedan.



Figur 3.1 Utvecklingen av internationella produktionskostnader för havsbaserad och landbaserad vindkraft 2009–2016. Källa: BNEF, Levelised cost of energy update H2 2016.

Under det senaste halvåret har det varit rekordlåga priser på de vinnande buden i de senaste anbudsomgångarna för havsbasarad vindkraft som genomförts i Danmark och Nederländerna. I juli 2016 vann Dong Energy A/S anbudsomgången för att utveckla vindkraftparkerna Borsele I & II utanför Nederländernas kust. Det vinnande anbudet uppgick till 72,7 EUR/MWh, vilket var den då hittills lägsta kostnaden för en havsbaserad vindkraftspark. Innan dess var Vattenfalls vinnande anbud från 2015 för Horns Rev III i Danmark det som uppvisat den klart lägsta kostnaden, motsvarande 103 EUR/MWh. I september 2016, vann Vattenfall anbudomgången för att utveckla de danska nearshore-projekten på ett anbudspris motsvarande 63,7 EUR/MWh och två månader senare, i november 2016 vann Vattenfall även anbudet för Kriegers Flak i Östersjön med ett rekordlågt anbudspris på 49,9 EUR/MWh. Dessa budpriser ligger på halva eller under halva nivån av de produktionskostnadsnivåer som Bloomberg redovisar för andra halvåret 2016. Budpriserna är dock inte samma sak som produktionskostnadsnivån (LCOE), vilket utvecklas närmare i avsnitt 3.2.3. Det är dock för tidigt att dra slutsatser om den kommande kostnadsutvecklingen utifrån den senaste utvecklingen av anbudspriser. Kommande anbudsomgångar i Storbritannien och Borsele III och IV i Nederländerna under 2017 kommer att ge oss mer kunskap om troliga produktionskostnadsnivåer framöver.

Det är också viktigt att beakta att det inte går att jämföra olika anbudspriser med varandra, utan att känna till vad som ingår i priserna och vilken tidsperiod de sträcker sig över. I anbudspriset för de danska nearshore projekten ingår nätanslutningskostnaden i anbudet, men eftersom projekten ligger nära land, är denna kostnad förhållandevis låg jämfört med andra havsbaserade vindkraftparker. Anbuden för Borseleprojekten och Krigers Flak omfattar inte elanslutningskostnaderna. De danska anbudspriserna kommer att gälla under 12 000 fullasttimmar, vilket motsvarar ca 12 år, medan anbudet för Borsele I och II gäller de 15 första driftåren. Dessutom är risken kopplad till utvecklingkostnader låg i både de danska och nederländska projekten i jämförelse med exempelvis projekt i Storbritannien, eftersom tillstånden redan är ordnade för de utvalda områdena och staten ansvarar för elanslutningen.

3.2.2 Förklaringar till sjunkande kostnader

En förklaring till de sjunkande kostnaderna på senare tid är att det skett ett tydligt tekniksprång till introduktionen av turbiner med en installerad effekt på mellan 6 och 8 MW. Det kan jämföras med 3,6 MW turbiner som är vanliga i de parker som är i drift idag. Den nya generationen vindkraftverk förväntas vara betydligt mer kostnadseffektiva än mindre turbiner, tack vare förbättrad tillförlitlighet och prestanda. Dessutom blir de totala kostnaderna lägre tack vare att det behövs färre turbiner, fundament och kortare interna elledningsnät. Utvecklingen mot större turbiner har möjliggjorts av att det idag finns ett ökat förtroende för den havsbaserade marknaden och en vilja hos flera aktörer att ta tekniska risker. Ett exempel på det sistnämnda är att stora energibolag har lagt order på nya turbiner innan de är fullt certifierade. Detta ger turbinproducenten den säkerhet den behöver för att kommersialisera nya produkter och bygga effektiva leveranskedjor. Det har även skett en utveckling av fundament, installationsteknik och elektrisk infrastruktur och denna utvecklade teknik förväntas användas i de kommande projekten i Europa i närtid. Ökad erfarenhet har också lett till förbättrade drift- och underhållsstrategier. En annan förklaring till sjunkande kostnader är att den genomsnittliga parkstorleken i Europa ökat över tid och idag ligger strax under 400 MW. Dessa parkstorlekar möjliggör skalfördelar, speciellt för aktörer som har samordningsmöjligheter med andra egna vindkraftparker i närheten. Vindkraftsindustrin har även gynnats av vissa positiva makroekonomiska trender, såsom stabila och låga råvarupriser, låga oljepriser, lågt ränteläge och gynnsamma växelkurser. Dessa faktorer har också bidragit till lägre finansieringskostnader och sänkt kostnadsnivå. Under det senaste året har dessutom genomförande av anbudsförfarande i flera länder skapat förutsättningar för ökad konkurrens och press i hela leverantörskedjan, vilket leder till lägre kostnader och anbud.

3.2.3 Kostnader för havsbaserad vindkraft i Östersjön idag

Idag finns endast ett fåtal havsbaserade vindkraftverk som är i drift i Östersjön, vilket gör att tillgången på kostnadsdata är begränsad. Alla parker i svenska farvatten förutom Kårehamn uppfördes dessutom för mer än fem år sedan (Utgrunden I 2000, Lillgrund 2007, Vindpark Vänern 2009), vilket gör att kostnadsdata från dessa parker inte är representativa för kostnadsläget idag. Energimyndigheten har tidigare bedömt kostnadsläget i rapporten Produktionskostnadsbedömning för vindkraft i Sverige (ER 2014:16), där den generella produktionskostnaden uppskattas ligga runt 1,0 kr/kWh. I Havsbaserad vindkraft (ER 2015:12) uppskattas produktionskostnaderna i Östersjön ligga mellan cirka 0,75–1,05 kr/kWh.

För att få en uppfattning om kostnadsläget idag i Östersjön kan det vinnande anbudspriset för danska Kriegers Flak på 50 EUR/MWh från november 2016 fungera som ett riktmärke. I anbudspriset ingår dock inte kostnaden för elanslutningen, eftersom det är Energinet.dk som står för byggandet av elkabeln och transformatorer. Elnätskostnaden för ett projekt i Kriegers Flak placering skulle enligt de kostnadsberäkningar som gjorts till denna rapport uppgå till cirka 10 EUR/MWh. Det är också viktigt att beakta att anbudspriset inte gäller för idag, utan för perioden 2019–2021, då vindkraftparken ska uppföras. Även det vinnande

anbudspriset på 63,7 EUR/MWh för de danska nearshore-projekten utanför Danmarks västkust kan ses som en indikation för kostnadsläget i Östersjön. Förutsättningarna för dessa projekt, vad gäller närhet till land och begränsat vattendjup, liknar de som råder på de mest kostnadseffektiva platserna i Östersjön. De danska projekten har dock bättre vindförhållanden än de som råder i Östersjön.

Värt att påpeka är att anbudspriserna inte är samma sak som den generella produktionskostnadsnivån. Det finns flera förklaringar till det vilka listas nedan:

- Stödet till det vinnande anbudet ges endast under en viss tid (eller för en viss volym), ofta 15 år, medan LCOE täcker hela den ekonomiska livslängden som vanligen är 20–25 år. De antaganden som anbudsgivarna gör för perioden efter stödet spelar därför en stor roll för vilken nivå anbudspriset hamnar på. Vattenfall har troligen utgått från andra antaganden än vad Energimyndighetens konsult gjort i sin kostnadsbedömning22.
- Finansieringen spelar en otrolig stor roll för prisnivån på anbuden. Den nuvarande ekonomiska situationen med låga räntor resulterar i att det finns många aktörer som söker säkra investeringar, även de som har låg avkastning. Det leder i sin tur till att finansieringskostnaderna för närvarande är historiskt låga. Hur dessa förutsättningar kommer att se ut 2035 är omöjligt att förutse. Det bedöms dock inte som troligt att finansieringsförutsättningarna kommer att förbättras påtagligt ytterligare med tanke på de gynnsamma förutsättningarna som råder idag.
- Antaganden om ekonomisk livslängd i beräkningarna (se kapitel 3.3) ligger på 22,5 år och är oförändrad mellan 2020 och 2035 i kostnadsberäkningarna för tekniskscenarierna. I verkligheten har många aktörer ganska nyligen gått från 20 till 25 år i teknisk livslängd, vilket gör att en förlängning av den ekonomiska livslängden mot just 25 år troligen kommer att kunna ske, särskilt om det är hård konkurrens i en anbudsomgång.
- Anbudsförfarande med platsspecifika auktioner och många budgivare leder till hård konkurrens och prispress nedåt. Det är troligt att ett eventuellt auktionsförfarande i Sverige (enligt Energimyndighetens förslag från 2015 som tar hänsyn till redan projekterade platser) inte kommer generera lika kostnadseffektiva bud som platsspecifika auktioner skulle göra, eftersom platsspecifika auktioner öppnar för mer strategisk budgivning.
- Kostnadsberäkningar som gjorts i denna rapport är projektspecifika, de lokala förhållandena spelar en stor roll för kostnadsskillnaden mellan projekten. Det måste beaktas vid en jämförelse mellan olika projekt.
- Kriegers Flak är ett projekt med mycket goda förutsättningar, vindförhållandena är mycket bra och det är grundare vatten på den danska sidan än den svenska sidan.

[22] SWECO. Havsbaserad vindkraft – potential och kostnader. En rapport till Energimyndigheten (2017).

- Anbudspriset omfattar inte elanslutningskostnaden, eftersom det är danska staten som ansvarar för den. Dessutom bedöms risken i projektet vara förhållandevis låg jämfört med projekt i andra länder, både på grund av att staten står för elanslutningen och för att ordna tillståndet för etableringen.

Värt att lyfta fram är att vid en kostnadsberäkning med den kostnadsberäkningsmodell som använts i analysen som redovisas i denna rapport hamnar produktionskostnaderna för Kriegers Flak på ca 55 EUR/MWh. I denna beräkning används en 8 MW turbin och en 10 procent säkerhetsmarginal (s.k. contingency) har lagts till. Nätanslutning är exkluderad. Det talar enligt Energimyndighetens bedömning för att beräkningsmodellen ligger på rätt kostnadsnivå. Hade en 10 MW turbin valts, som Vattenfall planerar för i Kriegers Flak, skulle den totala kapitalkostnaden kunnat reduceras ytterligare.

3.3 Kostnadsutveckling på sikt

3.3.1 Analyser av tre olika scenarier

För att bedöma kostnadsutvecklingen fram till 2035 har Energimyndigheten låtit utföra kostnadsberäkningar för tre olika scenarier för teknisk utveckling av turbinmodeller, ett huvudscenario, ett offensivt scenario och ett konservativt scenario. Fokus har legat på turbinens dimensioner och prestanda, i första hand rotordiameter, generatorstorlek, navhöjd och effektkurva. De tre olika scenarierna belyser troligt utfallsrum för kostnadsutvecklingen. En beskrivning av antagande och beräkningsförutsättningar redovisas i Bilaga 2.

I huvudscenariot förväntas utvecklingstakten av turbindimensioner att avta och 2035 antas att 11 MW turbiner kommer att användas. I det offensiva scenariot antas att turbinleverantörer kommer att fortsätta utveckla nya modeller i en takt som motsvarar den som vi historiskt sett i branschen, vilket resulterar i antagande om 16 MW turbiner år 2035. I det konservativa turbinscenariot väntas ingen fortsatt utveckling mot större turbiner att ske jämfört med dagens nivåer (turbinstorlek 7,6 MW år 2035). I detta scenario kommer tillverkarna att flytta fokus till att utveckla och optimera befintliga turbinplattformar.

3.3.2 Skillnader i kostnadsdrivande faktorer mellan Nordsjön och Östersjön

Svenska farvatten beskrivs ofta som hav med goda förutsättningar för etablering av havsbaserad vindkraft. Detta är baserat på faktorer såsom låg salthalt, avsaknad av tidvatten, långa kuststräckor med grunt vatten, låg våghöjd samt låga extremvindar. För att kunna göra bedömningar av produktionskostnaderna i Östersjön har skillnaderna i kostnadsdrivarande faktorer mellan Nordsjön och Östersjön analyserats. Resultatet redovisas i tabellen nedan. Vilka kostnadsskillnader dessa fysiska skillnader väntas resultera i, visas av beräkningar av kostnadsutvecklingen för olika typprojekt i Östersjön och Nordsjön som redovisas i avsnittet nedan och summeras i kapitel 3.3.4 .

Tabell 3.2 Skillnader i kostnadsdrivande faktorer mellan Nordsjön och Östersjön

Parameter	Skillnad Östersjön jämfört med Nordsjön	Möjlig effekt jämfört med Nordsjön
Medelvind	ca 1–1,5 m/s lägre i Östersjön än i Nordsjön	Lägre produktion, mindre intäkter
Extremvind	Lägre extremvind och lägre andel extremvind i Östersjön jmf Nordsjön	Högre tillgänglighet under drift, kortare avbrottstider
		Högre tillgänglighet under byggnadsfas: Kortare byggtid, lägre risk, mindre väntetid, dock bedöms den totala investeringskostnaden inte påverkas nämnvärt
		För att optimera turbinval är det möjlig att bygga turbiner med större rotordiameter vid samma fundamentstorlek som i Nordsjön. Oklart om skillnaden i extremvind motiverar en lägre turbinklass och därmed potentiellt billigare turbin. Troligtvis ingen större skillnad i investeringskostnad/MW.
Vind-skjuvning	Påverkas mer av landmassor i Östersjön	Ökad belastning. Endast över 200 m höjd (LLJ) men även sjöbris m.fl. faktorer på lägre höjd. Påverkar val av turbin, men bedöms inte påverka kostnaderna.
Vattendjup	Längre kuststräcka med grunda vatten i Östersjön jmf med Nordsjön	Ger förutsättningar för billigare fundament, men val av fundament beror även på bottenförhållanden.
		Möjligt att använda anpassade båtar som kan ge billigare byggnation
Våghöjd	Ca 1 m lägre i medel i Östersjön jämfört med Nordsjön	Kortare fundament men högre torn, som kan bli något billigare, eventuellt mindre korrosionsrisk på grund av minskat vågstänk
		Lättare att bygga, ökad tillgänglighet både vid byggnation och drift och underhåll, lägre drift och underhållskostnader
Strömmar	Mycket lägre strömmar i Östersjön	Minskad belastning på fundament, Billigare fundament, mindre belastning
Tidvatten	Mycket mindre tidvatten i Östersjön	Enklare med ”boatlanding”, bedöms dock ha begränsad påverkan på tillgänglighet, driftskostnad och tillgänglighet idag.
Bottenförhållanden	Sällan lämpad för monopiles I Östersjön	Är platsberoende, på många lokaliseringar finns förutsättningar för billigare fundament i Östersjön.
Avstånd till land	Längre kust med fler kustnära platser i Östersjön än i Nordsjön	Enklare logistik vid byggnation och drift, kortare transfertider, minskat behov av helikopter, lägre drift och underhållskostnader samt billigare elanslutningar
Is	Betydligt större risk för is i Östersjön jmf med Nordsjön.	Fundament måste utformas så att de bryter isen, två plattformar eller uppvärmning kan krävas för säker boatlandning. Behov av kabelskydd. Resulterar i dyrare kabelskydd.

3.3.3 Analys av den tekniska kostnadsreduktionspotentialen i Östersjön

Utöver den övergripande analysen av förutsättningarna i Östersjön så analyseras även fyra svenska typprojekt i kostnadsanalysen. Detta eftersom kostnaderna i hög grad är projektspecifika och beror på de fysiska förhållanden som råder

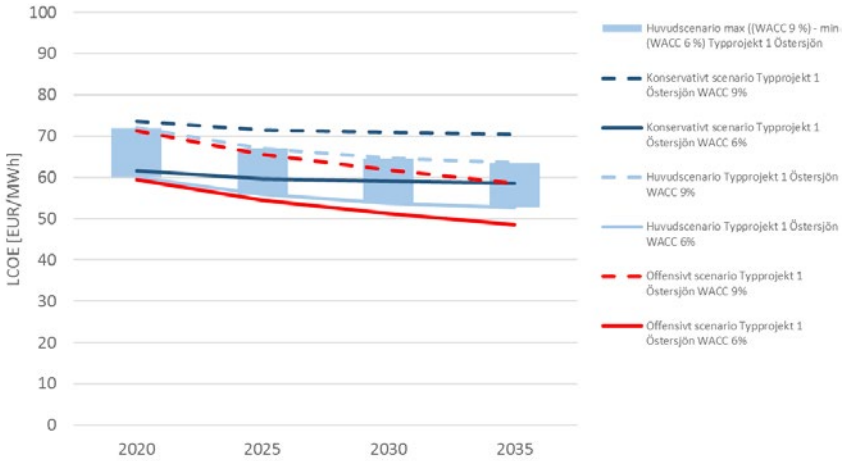
på den aktuella platsen. I Tabell 3.3 redovisas typiska data för tre av dessa typprojekt. Det fjärde typprojektet redovisas i kapitel 5 Flytande vindkraft. Kostnadsanalysen omfattar enbart den tekniska kostnadsreduktionspotentialen, finansieringsförutsättningarna har antagits vara oförändrade.

Tabell 3.3 Typiska data för typprojekten.

	Typprojekt 1 Östersjön	Typprojekt 2 Östersjön	Typprojekt 3 Östersjön
Avstånd från land	4 km	11 km	33 km
Vindhastighet 100 m asl	8,83 m/s	8,87 m/s	8,89 m/s
Produktion [GWh/år]	1 095–1 210	1 101–1 215	1 100–1 213
Genomsnittligt vattendjup	13 m	13 m	28 m
Sediment	Lera	Lera	Lera
Fundament	Mest sannolikt gravitation	Mest sannolikt gravitation	Fackverkskonstruktion
Nätanslutning	Växelström	Växelström	Växelström

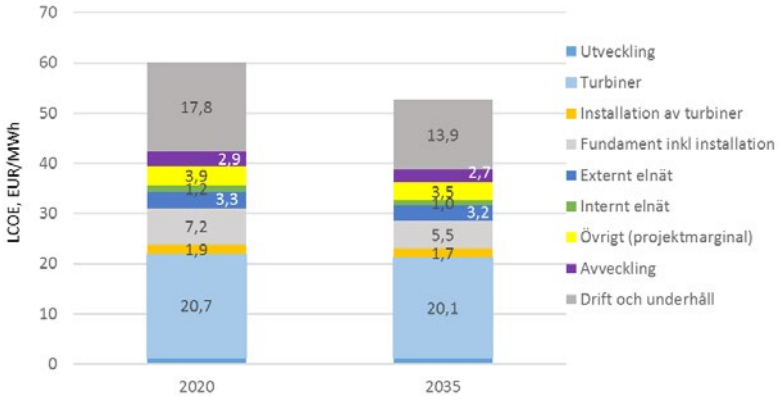
Kostnadsutveckling – typprojekt 1 Östersjön

Typprojekt 1 har bra vindhållanden, ligger i grunt vatten och nära kusten. Alla dessa komponenter bidrar till den låga kostnadsnivån. Potentialen för kostnadsreduktion begränsas av ett antagande om begränsad kostnadsreduktionspotential för gravitationsfundament. Beroende på teknikutvecklingsscenario och antagen WACC, uppskattas den tekniska kostnadsreduktionspotentialen uppgå till 4–12 EUR/MWh mellan 2020–2035 för projektet, vilket motsvarar 6–17 procent och visas i Figur 3.2. Elnätkostnaderna för typprojekt 1 uppgår till 3–4 EUR/MWh, vilket är lägst av de redovisade referensprojekten. Uttryckt i EUR/MWh minskar LCOE från 60 EUR/MWh år 2020 till 53 EUR/MWh 2035 i huvudscenariot, beräknat med 6 % WACC. Störst kostnadsminskning väntas i det offensiva teknikutvecklingsscenariot, där kostnaderna sjunker till 49 EUR/MWh år 2035 enligt dessa beräkningar.



Figur 3.2 Kostnadsutveckling 2020–2035 för typprojekt 1 Östersjön. Källa: Sweco 2017

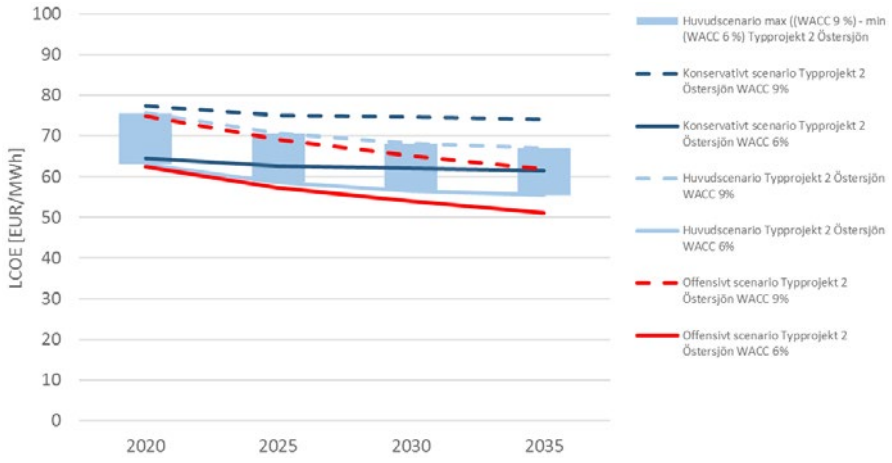
Störst förändring vad gäller de ingående kostnadsposterna står drift och underhållskostnaderna för, som väntas minska med 4 EUR/MWh, följt av fundamentkostnaderna som väntas minska med knappt 2 EUR/MWh under perioden, vilket visas i Figur 3.3. Övriga kostnader förväntas endast minska marginellt under perioden, vilket beror på de antagande som har gjorts i kostnadsanalysen, vilka beskrivs i bilaga 2.



Figur 3.3 Fördelningen på ingående kostnadsposter för typprojekt 1 Östersjön 2020 och 2035, beräknat med 6 % WACC. Källa Sweco 2017

Kostnadsutveckling – typprojekt 2 Östersjön

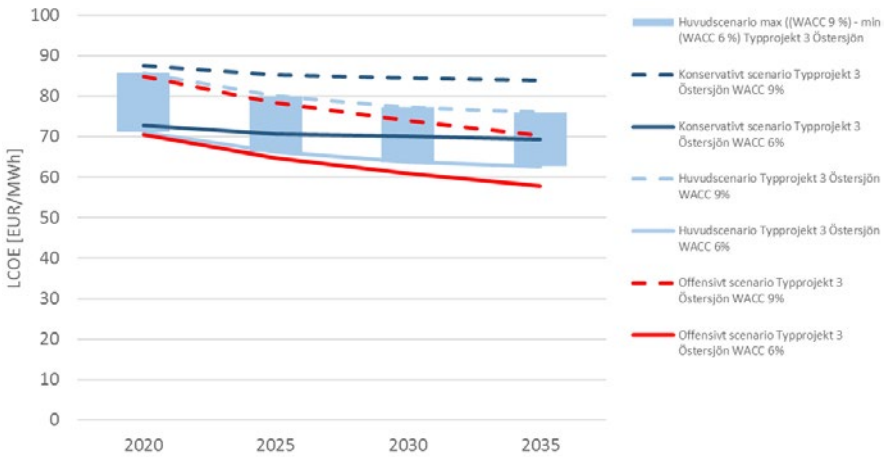
Typprojekt 2 har bra vindförhållanden, ligger relativt nära kusten (11 km) och har relativt begränsat vattendjup, där det är möjligt med gravitationsfundament. Detta resulterar i högre kostnadsnivåer jämförbara med typprojekt 1. Det som skiljer är framförallt nätanslutningskostnaden, som bedöms ligga högre än för typprojekt 1, mellan 5–7 EUR/MWh. Kostnadsreduktionspotentialen bedöms vara i samma storleksordning som för typprojekt 1. Det innebär att produktionskostnaderna sjunker från cirka 63 EUR/MWh till cirka 55 EUR/MWh år 2035, räknat med 6 procent WACC. Det offensiva scenariot ger störst kostnadsreduktion även för detta typprojekt och det är drift- och underhållskostnaderna som bidrar mest till kostnadssänkningen även för typprojekt 2, vilket visas i Figur 3.4.



Figur 3.4 Kostnadsutveckling 2020–2035 för typprojekt 2 Östersjön. Källa: Sweco 2017

Kostnadsutveckling – typprojekt 3 Östersjön

Typprojekt 3 Östersjön har bra vindförhållanden, men ändå högre kostnader i jämförelse med de andra svenska referensprojekten, främst beroende på att det ligger på längre avstånd, 33 km från kusten och på större vattendjup. Detta leder till att nätanslutnings- och fundamentkostnaderna är högre i detta projekt. Elnätanslutningen bedöms utgöra ca 8–11 EUR/MWh, motsvarande 15 procent av de totala produktionskostnaderna. Kostnadsreduktionspotentialen antas vara 5–14 EUR/MWh mellan 2020–2035 (motsvarande 7–18 %), vilket innebär att produktionskostnadsnivåerna för typprojektet sjunker från 66–73 EUR/MWh år 2020 till 58–69 EUR/MWh år 2035 vid 6 % WACC, se Figur 3.5. En anledning till att kostnadsreduktionspotentialen bedöms vara något högre än för de övriga typprojekten är ett antagande om att fackverksfundament kommer att användas, som bedöms ha högre industrialiserings- och kostnadsreduktionspotential än gravitationsfundament.



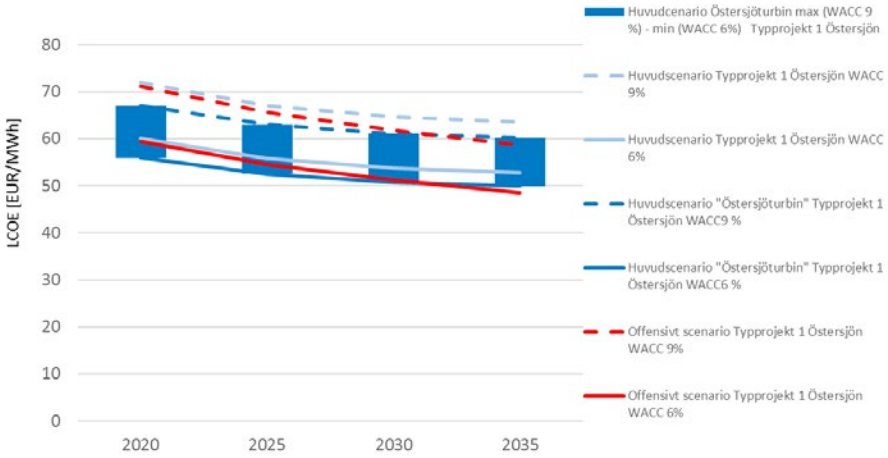
Figur 3.5 Kostnadsutveckling 2020–2035 för typprojekt 3 Östersjön. Källa: Sweco 2017

Utveckling av en anpassad Östersjöanpassad turbin

I de beräknade kostnadsreduktionspotentialer som redovisas ovan antas samma teknik användas i Östersjön som används i Nordsjön. Om en utbyggnad kommer igång i Östersjön är det tänkbart att leverantörerna väljer att utveckla turbiner som är mer anpassade till ”Östersjöförhållande”, det vill säga är anpassade till de vindförhållanden som råder i Östersjön och därför har större rotordiameter. Därför har en analys gjorts av kostnadsreduktionspotentialen om sådana Östersjöturbiner används i typprojekt 1 Östersjön. Analysen visar att produktionen i de utvalda typprojekten kan öka med cirka 9 procent på samma plats med sådana turbiner. Antas turbinkostnaden samtidigt endast öka med 2,1 procent och fundamentkostnaden öka på grund av de större påfrestningarna, så att den totala CAPEX-ökningen hamnar runt 3 procent, leder det till att produktionskostnaden sjunker med 3–5 EUR/MWh, jämfört med turbiner av samma generatorstorlek och mindre rotordiameter i huvudscenariot, vilket visas i Figur 3.6.

En utveckling av den typen av turbin på samma turbinplattform skulle alltså sannolikt kunna bidra ytterligare till kostnadsreduktion för projekt i svenska

farvatten. Denna turbin är dock inte bäst ur kostnadsreduktionssynpunkt. Störst kostnadsreduktion till 2035 uppnås med det offensiva scenariot vilket också visas i Figur 3.6.



Figur 3.6 Kostnadsutveckling för typprojekt 1 Östersjön vid ett scenario med en ”Östersjöturbin”. Källa: Sweco 2017

3.3.4 Kostnadsjämförelse med projekt i Nordsjön

Det finns uppgifter om att produktionskostnaderna för havsbaserad vindkraft i Östersjön är lägre än i Nordsjön, tack vare gynnsamma förhållanden i Östersjön. Det handlar om låg salthalt, avsaknad av tidvatten, långa kuststräckor med grunt vatten, låg våghöjd samt låga extremvindar. Den begränsade tillgången på aktuella kostnadsdata från Östersjöprojekt har dock gjort det svårt att verifiera hur stor skillnaden i kostnader egentligen är. Därför har här en kostnadsjämförelse gjorts med ett par typiska Nordsjöprojekt.

Generellt sett kan sägas att vindförhållandena för typiska Nordsjöprojekt är ca 1 m/s bättre än för de svenska typprojekten (100 meter över havet). Detta resulterar i högre produktion för samma teknikutvecklingsscenario, navhöjd och parkstorlek. Ett antagande om sämre väderfönster i Nordsjön begränsar tillgängligheten en aning för parkerna längre bort från kusten, vilket drar ned produktionen vid oplanerat underhåll.

Tabell 3.4 Typiska Nordsjöprojekt

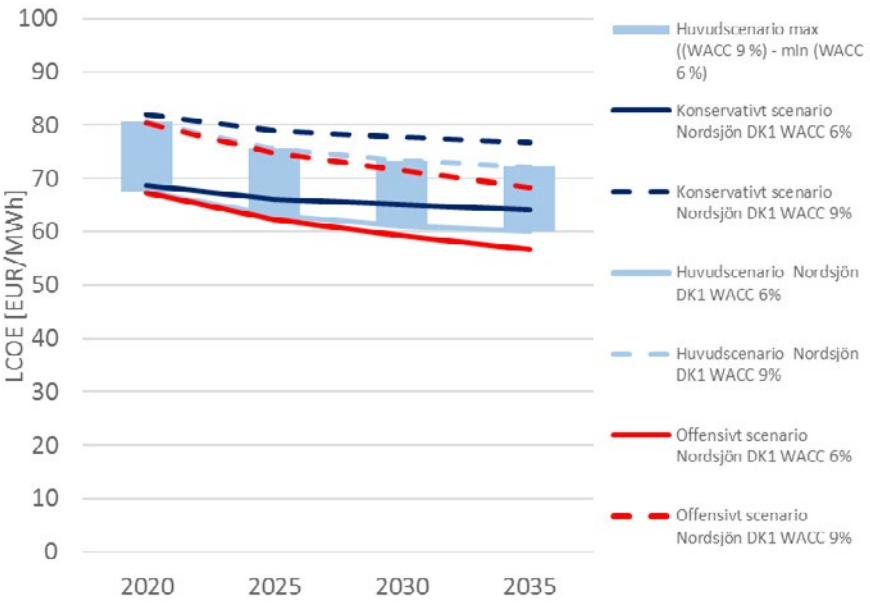
	Nordsjön DK1	Nordsjön DE1
Avstånd från land	30 km	54 km
Vindhastighet 100 m över havet	9,94 m/s	9,92 m/s
Produktion [GWh/år]	1 108–1 225	1 259–1 363
Genomsnittligt vattendjup	16 m	27 m
Sediment	Sand	Sand
Fundament	Monopile upp till 10 MW	Monopile upp till 10 MW
Nätanslutning	Växelström	Växelström

Kostnadsutveckling typprojekt Nordsjön Dk1

Typprojektet Nordsjön DK1 återspeglar ett typiskt danskt Nordsjöprojekt, som ligger 30 km från land med ett genomsnittligt vattendjup på 16 m och en vindhastighet av 9,94 m/s. Det låga vattendjupet leder till relativt låga fundamentkostnader. Elanslutningskostnaden bedöms vara ca 7–9 EUR/MWh, beroende på teknikutvecklingsscenario. Kostnadsnivån ligger ca 10 EUR/MWh högre än i typprojekt 1 Östersjön, men något lägre än typprojekt 3 Östersjön.

I huvudscenariot och det offensiva scenariot, vilka har större generatorstorlek än 10 MW, förutsätts att det är möjligt att introducera fackverkskonstruktioner. Detta eftersom det finns en begränsning för så kallade XL-monopiles[23] som är större än 10 MW i den använda kostnadsmodellen.

Kostnadsreduktionspotentialen för detta projekt har beräknats till 5–12 EUR/MWh, vilket motsvarar 6–16 %, vilket visas i Figur 3.7. Det innebär att kostnaderna sjunker från 67 EUR/MWh 2020 till 60 EUR/MWh 2035 i huvudscenariot, beräknat med 6 procent WACC. Även för detta typprojekt blir kostnadsreduktionen störst i det offensiva scenariot.



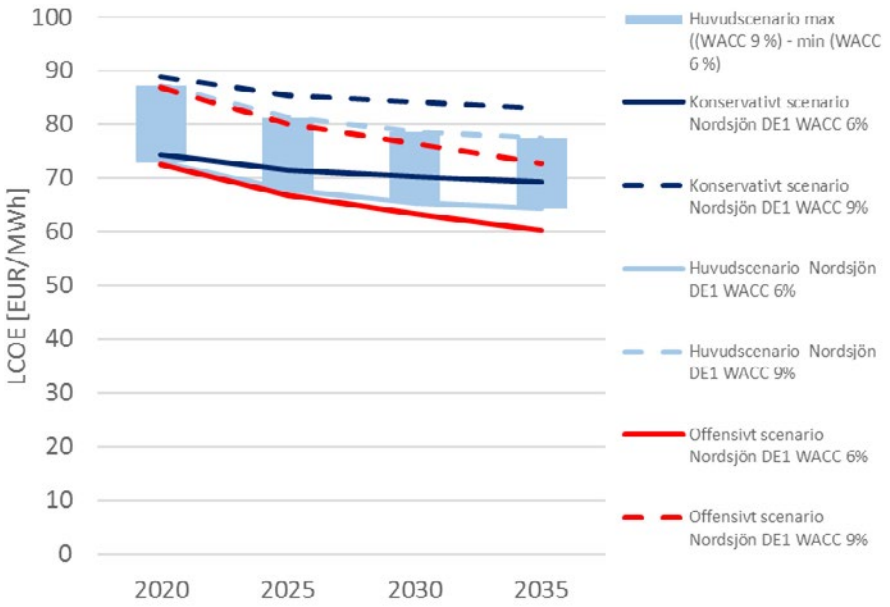
Figur 3.7 Kostnadsutveckling 2020–2035 för typprojektet Nordsjön DK1 Källa: Sweco 2017

Kostnadsutveckling – Nordsjön DE1

Typprojektet Nordsjön DE1 återspeglar ett typiskt tyskt projekt. Den ligger relativt långt från kusten (54 km) vilket gör att anslutningskostnaden blir mycket högre än för det danska typprojektet i Nordsjön, ca. 9–12 EUR/MWh. Projektet ligger även på lite djupare vatten (27 m), men har bra vindförhållanden. Produktionskostnadsnivån ligger cirka 5 EUR/MWh högre än för det danska typprojektet och drygt

[23] XL-monopiles är monopilefundament som har en diameter som överstiger 7 meter och som klarar den stora belastningen som krävs vid installation av stora vindkraftsturbiner.

10 EUR/MWh högre än de billigaste projekten i Östersjön. Kostnaderna sjunker från 73 till 64 EUR/MWh i huvudscenariot under perioden vid 6 % WACC, vilket motsvarar än kostnadsreduktion på 7–17 %, se Figur 3.8. Störst kostnadsreduktion uppnås i det offensiva scenariot.



Figur 3.8 Kostnadsutveckling 2020–2035 för typprojektet Nordsjön DE1. Källa: Sweco 2017

I Swecos kostnadsanalys har även beräkningar gjorts för ett typprojekt i Irländska sjön, som tack vare gynnsamma förutsättningar (endast 8 km till land, litet vattendjup (ca 8 m) och mycket bra vindförhållanden) har en kostnadsnivå som är jämförbar med de mest kostnadseffektiva typprojekten i Östersjön. Även kostnadsreduktionspotentialen är jämförbar med typprojekt 1 och 2 i Östersjön. Kostnaderna för projektet i Irländska sjön sjunker från 62 till 55 EUR/MWh under perioden (vid 6 % WACC).

Slutsatser om kostnadsjämförelse mellan Nordsjön och Östersjön

Enligt dessa bedömningar är kostnadsnivåerna generellt sett lägre i Östersjön än Nordsjön: Hur stora skillnaderna är beror dock på vilka av typprojekten i Östersjön och Nordsjön som jämförs med varandra. Jämförs de projekt som har lägst respektive högst kostnader i Östersjön respektive Nordsjön i denna kostnadsanalys (det sistnämnda gäller typprojektet i Irländska sjön) har Östersjöprojekten endast 2–3 procent lägre kostnader. Jämförs det billigaste typprojektet i Östersjön med det dyraste i Nordsjön har Östersjöprojektet knappt 20 procent lägre kostnader. Detta kan jämföras med tidigare uppskattningar, där kostnaderna har angivits vara 20–30 procent lägre i Östersjön. Skillnaden kan förklaras med att man i de tidigare bedömningarna har utgått från en högre generell kostnadsnivå i Nordsjön än vi ser idag, vilket i sin tur beror på att de låga anbudspriser som vi sett för Nordsjöprojekt under 2016 inte har ingått i dessa bedömningar. Det beror också på att

jämförelsen i denna kostnadsanalys görs med Nordsjöprojekt som har förhållandevis likartade förutsättningar som i Östersjöprojekt vad gäller vattendjup och närhet till land, som har stor påverkan på kostnaderna. Merparten av de projekt som byggs utanför Storbritannien har helt andra fysiska förutsättningar, med betydligt större havsdjup och längre avstånd till land, vilket hittills har resulterat i produktionskostnadsnivåer som legat över 100 Euro/kWh. Östersjön bedöms dock totalt sett har bättre förutsättningar än Nordsjön för havsbaserad vindkraft till låga kostnader, tack vare att kuststräckan med grunda vatten är längre i Östersjön än i Nordsjön.

När det gäller kostnadsreduktionspotentialen är den i samma storleksordning för projekten i Nordsjön som i Östersjön. För Nordsjöprojekten bedöms den uppgå till 5–17 procent, beroende på plats och fundamentsval. För Östersjöprojekten ligger reduktionspotentialen på 6–18 procent.

3.3.5 Möjliga kostnadsreduktioner vid förändrade finansiella förutsättningar

Analysen av kostnadsreduktionspotentialen som redovisas ovan omfattar enbart de kostnadsreduktioner som är en följd av den tekniska utvecklingen. Det finns flera andra faktorer som kan bidra till sjunkande kostnader, som inte har beaktats i dessa beräkningar. I de tekniska scenarierna har finansieringsförutsättningarna antagits vara oförändrade under perioden. Förändras dessa förutsättningar har detta stor påverkan på utfallet. I syfte att även beakta hur dessa faktorer påverkar kostnadsreduktionspotentialen har en känslighetsanalys med förändrade finansieringsförutsättningar gjorts för typprojektet 1 Östersjön. I analysen görs beräkningar med olika livslängder från 25 år till 20 år, olika storlekar på projektmarginaler (contingency) från 10 till 6 procent och en WACC mellan 9 procent och 5 %. Känslighetsanalysen visar att den totala kostnadsreduktionen landar på 38 procent under samma period, om man går från 9 procent WACC, 10 procent buffert och en ekonomisk livslängd på 20 år till 5 procent WACC, 6 procent buffert och en ekonomisk livslängd på 25 år. Detta ska genomföras med den tekniska kostnadsreduktionspotentialen som beräknas till 12 procent:

Enbart en förlängning av den ekonomiska livslängden från 22,5 år (referenslivslängd) till 25 år innebär en ca. 3,7 procent kostnadsreduktion för typprojekt 1 Östersjön. En förändring från 20 år till 25 års livslängd ger en kostnadsreduktion på hela 7,7 procent (vid samma buffert och 6 % WACC). Att gå från en 10 procent buffert till 6 procent, vilket skulle vara tänkbart för en mogen teknologi i ett känt område och med stabila energipolitiska förutsättningar, betyder en ca. 2,7 procent lägre LCOE för typprojekt 1 år 2025.

Detta visar att kostnadsreduktionspotentialen kan vara betydligt större än 12 procent under perioden 2020–2035, om även förändrade finansieringsförutsättningar vägs in. Det visar också att det är viktigt att klargöra vad som ingår i en kostnadsreduktionsbedömning och att det inte går att jämföra olika bedömningar med varandra om man inte känner till beräkningsförutsättningarna.

Tabell 3.5 Känslighetsanalys för LCOE för typprojekt 1 Östersjön i huvudscenariot: olika livslängder, WACC och projektmarginaler (contingency). Text markerad med fetstil är referensantagande. Gråskuggade LCOE är den förändring i finansieringsförutsättningar som ger en kostnadsreduktion på 38 % i texten ovan. Källa Sweco 2017

WACC	Ekonomisk livslängd (år)	Projekt buffert	LCOE 2020 [EUR/MWh]	LCOE 2035 [EUR/MWh]
9 %	20	6 %	72,2	63,8
9 %	20	10 %	74,3	65,7
9 %	25	6 %	68,4	60,3
9 %	25	10 %	70,3	62,0
6 %	**22,5**	**10 %**	**60,1**	**52,7**
5 %	20	6 %	57,6	50,5
5 %	20	10 %	59,1	51,8
5 %	25	6 %	53,0	46,2
5 %	25	10 %	54,4	47,5

Känslighetsanalysen visar också att utfallet av kostnadsbedömningen är helt beroende av vilka antagande som görs, vilket förstås gäller alla bedömningar av den framtida kostnadsutvecklingen. Eftersom det i princip är omöjligt att förutse takten på teknik- och kostnadsutveckling, när eventuella tekniksprång kommer att inträffa samt hur finansieringsförutsättningarna kommer se ut framåt i tiden inrymmer alla framtida kostnadsbedömningar stora osäkerheter. För att få en god bild av kostnadsutvecklingen till 2035 kommer det därför behövas göras nya kostnadsbedömningar regelbundet, justerade utifrån den senaste teknik- och kostnadsutvecklingen.

3.3.6 Betydelsen av att bygga i Sverige

I Energimyndighetens uppdrag ingår att bedöma betydelsen av en svensk satsning på havsbaserad vindkraft. En aspekt i denna bedömning handlar om att värdera om en utbyggnad i Sverige påverkar kostnadsutvecklingen för havsbaserad vindkraft både generellt och i Östersjön.

Energimyndighetens övergripande bedömning är att en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige inte har någon påverkan på kostnadsutvecklingen för havsbaserad vindkraft internationellt. Marknaden för havsbaserad vindkraft är internationell och de flesta marknadsaktörerna är aktiva i alla länder där den havsbaserade vindkraften byggs ut. Kostnaden för havsbaserad vindkraft i Östersjön kommer därför att sjunka även om utbyggnaden inte sker inom Sveriges gränser.

En mer omfattande svensk utbyggnad skulle dock kunna leda till att kostnaderna sjunker ytterligare i Östersjön genom att man lär sig mer om de specifika lokala förhållandena i installationsfasen och genom ännu mer anpassade drift- och underhållsstrategier. Effekterna av detta lokala lärande är viktiga men samtidigt svåra att kvantifiera eftersom vissa kostnadsreduktionspotentialer förutsätter att man utgår från samma hamn. Eftersom den här analysen utgår från att många av de kostnadsreducerande processerna ”importeras” av projektörerna, bedöms det

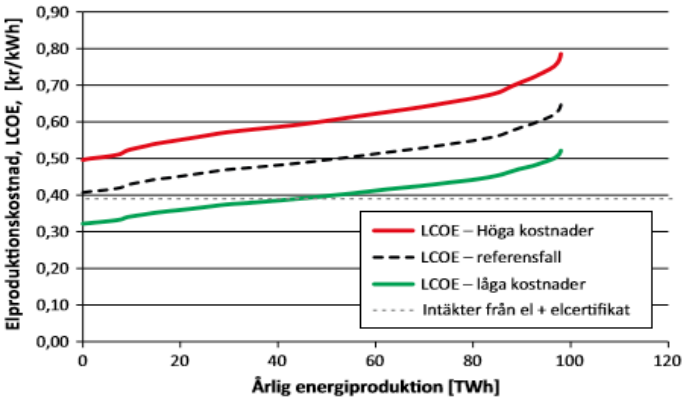
inte finnas några större, enskilda och specifika kostnadsreduktionsmöjligheter vid en högre utbyggnad i Östersjön, utöver synergier vid drift- och underhåll och förberedande installation och förmontering av detaljer i hamn.

Det skulle krävas förhållandevis stora och långsiktigt, relativt säkra volymer, för att till exempel få skräddarsydda installationsfartyg för enbart Östersjön, i likhet med resonemanget för skräddarsydda Östersjöturbiner. Det är inte heller uppenbart att det skulle vara mer kostnadseffektivt att bygga till exempel fundamenten i ett höglöneland som Sverige jämfört med exempelvis Polen eller hur stora volymer som skulle krävas för att bygga upp en sådan underleverantörsindustri för vissa typer av fundament på ett kostnadseffektivt sätt.

3.4 Skillnaden i produktionskostnad mellan land och hav

Kostnaden för landbaserad vindkraft har bland annat analyserats i Energimyndighetens rapport om produktionskostnader[24] samt i kontrollstation 2017[25]. En kostnadskurva och potentialen för landbaserad vindkraft idag visas i Figur 3.9. Produktionskostnadsberäkningarna och potentialbedömningen för landbaserad vindkraft utgår från planerade projekt som finns i projektdatabasen Vindbrukskollen och motsvarar således den realiserbara potentialen.

Utifrån figuren går det att konstatera att projekt med en sammanlagd produktion på åtminstone 90 TWh har en produktionskostnad som är lägre än havsbaserad vindkraft, med samma antaganden om ränta.



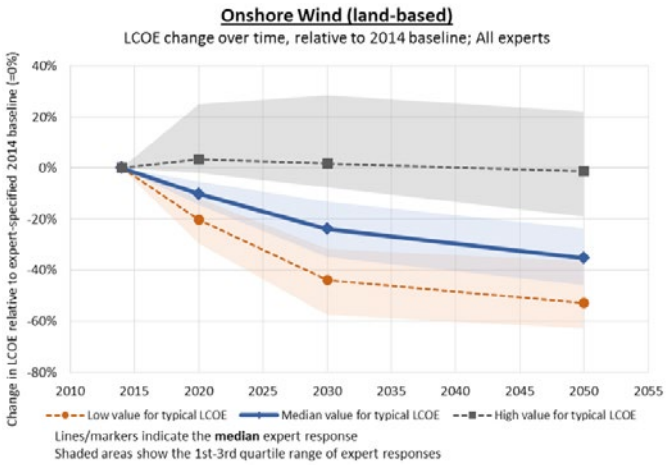
Figur 3.9 Kostnadskurva för planerade landbaserade vindkraftsprojekt i Sverige år 2016, kr/kWh. De antagande som använts i de olika fallen är (redovisade i ordningen 1. låga kostnader, 2. referensfall 3. höga kostnader): Kalkylränta 5; 6,8 och 8 %, driftskostnad 0,12; 0,148 och 0,17 kr/kWh, livslängd 20; 23,5 och 25 år, förluster i vindkraftparkerna 10, 14 och 20 %.

[24] Produktionskostnader för vindkraft i Sverige ER 2016:17

[25] ER 2016:09 och ER 2016:19

Havsbaserad vindkraft har en kostnadsutveckling som runt år 2030 innebär en kostnad beroende på typprojekt på mellan 50–70 öre per kWh. Även landbaserad vindkraft förväntas minska i kostnader på sikt.

I Figur 3.10 visas en sammanställning av olika antaganden om kostnadsreduktioner på sikt.

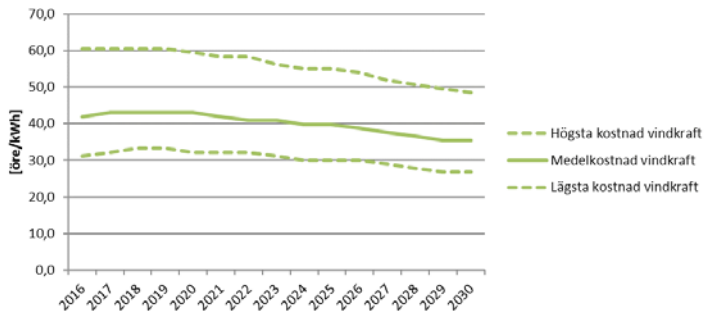


Figur 3.10 Sammanställning av tre scenarier för reduktion av LCOE för landbaserad vindkraft från undersökningen som genomfördes i IEA Wind Task 26. Graferna visar medianvärden för uppskattade kostnadsreduktioner. Källa IEA Wind Task 26

För en långsiktig kostnadsbedömning av landbaserad vindkraft är det viktigt att både ta hänsyn till att det ständigt sker en utbyggnad och att kostnaden flyttas ut (längs potentialkurvan i Figur 3.9) och samtidigt sänks efter antagen kostnadsreduktion (i Figur 3.10).

En kombination av dessa figurer, med antagande om en linjär kostnadsreduktion på sammantaget 25 procent fram till 2030 visas i Figur 3.11. Här antas att cirka 20 TWh byggs ut och att cirka hälften av de tillgängliga projekten inte kan realiseras och därför flyttas kostnaden linjärt fram till 40 TWh år 2030.

Resultatet visar att kostnaden för landbaserad vindkraft kommer att ligga på mellan 28 och 50 öre per kWh och i medelfallet på cirka 35 öre per kWh. Det betyder att landbaserad vindkraft kommer vara billigare än havsbaserad vindkraft även på sikt.



Figur 3.11 Exempel på produktionskostnadsutveckling för landbaserad vindkraft fram till år 2030 med antagande om en kostnadsreduktion på 25 % till år 2030.

4 Marknadspotential för innanhavsbaserad vindkraft

I uppdraget ingår att analysera hur stor den potentiella marknaden är för innanhavsbaserad vindkraft i Sverige och internationellt. Efter Energimyndighetens samlade bedömning inleds detta kapitel med en genomgång av begreppet potential, därefter görs en genomgång av potentialen för innanhavsbaserad vindkraft i svenska farvatten, i Östersjön och internationellt sett. Slutligen diskuteras potentialen för innanhavsteknik.

4.1 Energimyndighetens samlade bedömning

Innanhav är en geografisk definition och förutsättningarna mellan innanhaven skiljer sig åt så pass mycket att en separat marknad för innanhavsbaserad vindkraft inte bedöms vara trolig. Energimyndigheten har därför valt att undersöka om någon speciell teknik anpassad för Östersjöns förhållanden kan komma att utvecklas och vilken potentiell marknad den i så fall har.

Den övergripande bedömningen är att vindkraft i Östersjöförhållanden inte skiljer sig från annan havsbaserad vindkraft på ett så distinkt sätt att det är troligt att en särskild marknad skulle uppstå. Specialanpassade tekniker finns det däremot en stor marknad för, dock är dessa platsspecifika och inte geografiskt knutna till innanhav. Områden där samtliga eller merparten av förutsättningarna liknar de i Östersjön är ovanliga i resten av världen. Däremot kan havsbaserad vindkraft generellt sett byggas till en lägre kostnad i Östersjön jämfört med ute på öppna oceaner, vilket beskrivs i föregående kapitel. Den tekniska utveckling som kan ge lägre produktionskostnader handlar dock ofta om anpassningar av befintliga plattformar snarare än utveckling av helt nya tekniker.

Det teknikspår som anses mest troligt är en specialanpassad turbin för innanhav och insjöar med liknande vindförhållanden som Östersjön. En sådan skulle kunna ge något lägre produktionskostnad, vilket beskrivs i kapitel 3.3. Bedömningen är att minst 1 000 vindkraftverk behöver byggas för att en konkurrensutsatt marknad för en sådan turbin ska uppstå, vilket motsvarar cirka 45 TWh.

Den tekniska potentialen för utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Östersjön bedöms ligga runt 10 000 TWh. Hänsyn till vattendjup och andra större kostnadsfaktorer ger en ekonomisk potential på minst 1 000 TWh vilket motsvarar runt 22 000 vindkraftverk. Förutsättningar för en konkurrensutsatt marknad finns alltså, även om det är oklart huruvida den specialanpassade turbinen skulle kunna användas på andra ställen än Östersjön eller om den är lämplig för alla områden i Östersjön.

Marknadspotentialen i Östersjön är dock starkt beroende av politiska mål och ambitioner, vilka vid tidpunkten för uppdragets genomförande inte är tydliga. De flesta länder har mål och ambitioner om förnybar energi men inga specifika mål

för havsbaserad vindkraft. Så länge utbyggnaden är beroende av ekonomiskt stöd är den också helt beroende av tydliga politiska mål. För länder med kustområden både i Östersjön och i Nordsjön tillkommer en för bedömningen försvårande aspekt avseende vilken andel som kommer att byggas i respektive hav.

Även i svenska farvatten bedöms den tekniska potentialen vara mycket stor; runt 3 000 TWh, och den ekonomiska (i detta fall har en gräns på 80 EUR/MWh satts) minst 300 TWh, eller runt 6 500 stycken vindkraftverk. Marknadspotentialen är dock även starkt beroende av andra intressen. I Östersjön är konkurrensen om havet på många ställen stor. Exempel som är relevanta för svenska farvatten är att de första utkasten av havsplaneringen visar på utmaningen med att kunna prioritera ens områden som är utpekade som riksintresse för vindbruk, i vilka potentialen bedöms vara runt 50 TWh.

Den realiserbara potentialen, då hänsyn till motstående intressen också vägs in, får därmed bedömas ligga runt 50, möjligen upp mot 100, TWh i svenska farvatten. Det är alltså möjligt men inte troligt att Sverige som enskilt land kan genomföra en utbyggnad som föranleder en ny typ av turbin anpassad för Östersjön. I denna rapport antas en utbyggnad om 15 TWh till 2030, vilket betyder att marknads-potentialen är beroende av platsspecifika egenskaper hos de projekt som realiseras runt om i världen och satsningar av övriga Östersjöländer.

Med tanke på de motstående intressen som finns, det ökade trycket på kustnära områden, och framtida behov av förnybar elproduktion är det viktigt att det görs satsningar på projekt som syftar till att öka samexistensen.

Om utbyggnaden av havsbaserad kommer att ske först efter 2030 tillkommer utmaningar med långa ledtider och tillstånd som går ut. På grund av de långa ledtiderna för havsbaserad vindkraft kan det vara av vikt att se över om tillståndsprocesserna idag är anpassade för att hantera detta. Även möjligheten till förändring av tillstånd bör ses över så att teknikutvecklingen på området kan tas tillvara. Troligen bör även möjligheten till förenklingar för förnyade tillstånd undersökas då en rad förnybara anläggningar i drift kommer att behöva generationsväxla.

Det är också motiverat att se över vilket skydd riksintressena har, om det behöver stärkas eller om det kan finnas behov av andra åtgärder för att upprätthålla den realiserbara potentialen som finns idag. För att möjliggöra en utbyggnad i ett senare skede är det viktigt att säkerställa att det finns platser med goda vindförhållanden där det går att bygga havsbaserad vindkraft kostnadseffektivt.

4.2 Begreppet potential

Begreppet potential kan definieras på olika sätt. Boyle (2004)[26] 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, exempelvis den totala årliga solinstrålningen i Sverige.

[26] Boyle, Godfrey. Renewable Energy, Power for a sustainable future, 2004

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 eller exempelvis en nationalpark. Nästa steg är den *praktiskt genomförbara potentialen* som även tittar på begränsningar i elnätet och problem med intermittent produktion. Även social acceptans och möjligheten att få tillstånd beaktas. Dessa kan dock vara relativt svåra att uppskatta särskilt för en teknik som befinner sig tidigt i utbyggnadstadiet. Potentialen är oftast uppritad på en kostnadskurva. Härifrån kan den *ekonomiska potentialen* härledas genom antaganden om olika elpriser och stödnivåer.

För att komma närmare verkligheten är det viktigt att definiera vilken tidshorisont som avses vid en bedömning av den praktiskt genomförbara potentialen. Begränsningar i resurser eller tillståndsprocesser kan medföra att det inte går att bygga mer än ett visst antal TWh per år. Detta behöver beaktas i analyserna eftersom det får konsekvenser både på kort och på lång sikt. I denna rapport benämns detta *realiserbar potential* fram till ett visst årtal. På längre sikt är det mycket svårare att förutse exempelvis tekniska utvecklingar, ekonomi och tillgänglighet vilket gör att det också blir svårare att kategorisera potentialen.

I detta uppdrag ingår att analysera hur stor den potentiella marknaden är för innanhavsbaserad vindkraft. *Marknadspotential* är ett mått på hur stor efterfrågan är på olika varor och tjänster i ett visst område inom en viss tid. Begreppet beskriver den maximala möjligheten att sälja en viss vara på en marknad.

4.3 Potential för innanhavsteknik

4.3.1 Begreppet innanhavsteknik

I flertalet tidigare framtagna rapporter[27] [28] såväl från branschen som i Energimyndighetens regeringsuppdrag om havsbaserad vindkraft 2015[29] beskrivs innanhavsteknik som en potentiell specialanpassad teknik som skulle kunna utvecklas om en tillräckligt stor marknad finns. Vid en genomgång av den befintliga teknik och de möjliga teknikutvecklingsspår som olika branschaktörer anser vara rimlig, vilket beskrivs mer i avsnitt 2.5, Tabell 3.2 samt i Swecos underlagsrapport[30] kan dock slutsatsen inte bli annat än att begreppet innanhavsteknik snarare är en projektspecifik anpassad utformning av en park utifrån parametrar som kan anpassas med idag befintliga tekniker och plattformar. De förhållanden som råder i Östersjön kan generellt sägas ge upphov till något lägre produktionskostnader jämfört med de i exempelvis Nordsjön utan att någon specifik innanhavsteknik utvecklas. Det räcker med anpassning av befintliga plattformar till platsspecifika förhållanden som exempelvis bottenmaterial, våghöjder och vindförhållanden. Någon specifik teknik för den lägre salthalten i Östersjön jämfört med Nordsjön är enligt

[27] Strategisk innovationsagenda för vindenergi och elnät till havs – ett industriperspektiv, Vindenergi till havs, 2016

[28] Bidrag till handlingsplan för havsbaserad vindkraft i Sverige – För säkrad eltillförsel, stabilt klimat och industriell utveckling, Chalmers Tekniska högskola, 2015

[29] Regeringsuppdrag Havsbaserad vindkraft 2015, Energimyndigheten (ER 2015:12)

[30] Sweco; Havsbaserad vindkraft – Potential och kostnader, 2016

Energimyndighetens bedömning inte heller relevant då även en relativt låg salthalt ger upphov till korrosion. I insjöar är förhållandet annorlunda, så har man till exempel placerat landanpassade turbiner i Vänern.

Vad krävs för att en marknad ska uppstå?

Den teknikutveckling som möjligen skulle kunna vara en potentiell marknad är en offshoreturbin som är anpassad till de något lägre medelvindar som råder i Östersjön jämfört med i exempelvis Nordsjön. Genom att anpassa förhållandet mellan rotordiameter och generator kan antalet fullasttimmar optimeras. Även i det exemplet gäller dock att vindförhållandena är mer platsspecifika. Även om en sådan generalisering skulle göras är frågan 1) hur stor efterfrågan behöver vara för att en sådan specialanpassning ska göras, 2) hur stor efterfrågan behöver vara för att flera tillverkare skulle satsa på denna utveckling. Om endast en tillverkare satsar på utvecklingen kan påverkan snarare bli att produktionskostnaden stiger på grund av bristen på konkurrens. Enligt uppgifter från tillverkare skulle det behövas runt 200–300 stycken vindkraftverk för att en tillverkare skulle satsa på en utveckling av en ny specialanpassad modell. För att få med konkurrensaspekten behövs då runt 1 000 stycken vindkraftverk byggas i liknande förhållanden som i Östersjön. Men för att våga satsa på en sådan utveckling skulle även utbyggnaden behöva vara planerad och säkrad mycket långt i förväg. Politiska mål, ambitioner och stödsystem är därför helt avgörande tills dess att havsbaserad vindkraft kan konkurrera med andra förnybara energislag utan något särskilt stöd.

Potentiella områden utöver Östersjön

En genomgång av innanhav och insjöar i världen har genomförts av Sweco. Olika parametrar har jämförts med förhållanden i Östersjön. Definitionen av innanhav är geografisk vilket gör att parametrarna som lyfts fram som speciellt gynnsamma för Östersjön inte passar in på många innanhav runt om i världen. Om exempelvis parametern ”lägre salthalt” ska vägas in är det fåtalet större insjöar som till exempel The Great Lakes som kan räknas in i den kategorin. Många områden som enligt den geografiska definitionen är innanhav, är delområden av oceaner vilket betyder att de till skillnad från Östersjön har mycket tidvatten och svårare vind-förhållanden. För en mer utförlig överblick, se figur 42 i Swecos underlagsrapport[31]. Slutsatserna är att det finns många innanhav runt om i världen som delar vissa av de gynnsamma parametrarna med Östersjön, medan väldigt få delar flertalet av parametrarna.

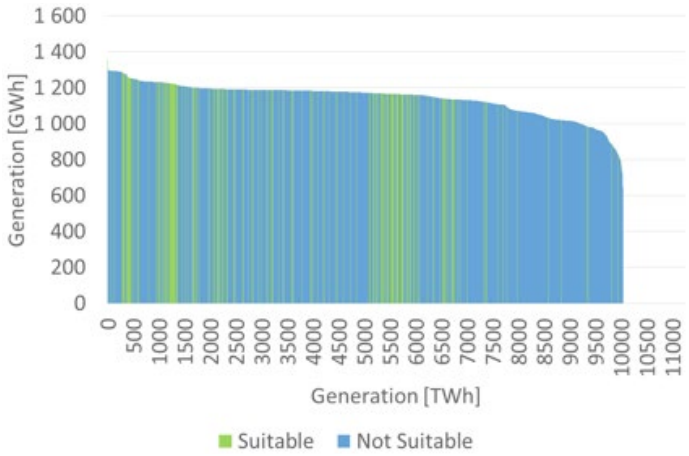
Den realiserbara potentialen för en s.k. ”innanhavsteknik” är beroende av eventuell framtida utbyggnad i stora insjöar, av vilka merparten finns i Nordamerika. I USA byggs under 2016 en park på 30 MW vilket är den första större anläggningen. Potentialen i USA som helhet bedöms som stor och flera projekt, varav något enstaka är beläget i the Great Lakes, är under utveckling. Samtliga har dock stött på hinder och framtiden är mycket osäker.

[31] Sweco; Havsbaserad vindkraft – Potential och kostnader, 2017

Potential i Östersjöområdet

Den teoretiska tekniska potentialen, det vill säga om alla ytor i hela Östersjön inklusive Skagerak och Kattegatt skulle utnyttjas, är enligt Swecos bedömning runt 10 000 TWh. Runt hälften av ytan har djup över 50 meter vilket i dagsläget främst lämpar sig för flytande fundament. Många grunda områden har sämre vindlägen och ligger i områden som är skyddade eller används för andra intressen så som exempelvis farleder. Denna tekniska potential kan ställas i relation till den totala produktionen i Europa vilken motsvarar cirka 40 TWh[32]. Den tekniska potentialen i Östersjöområdet är således mycket stor. Den säger dock mycket lite om den realiserbara potentialen, där aspekter som skyddade områden, att endast en del av de lämpliga områdena kan komma att realiseras, politiska mål och ambitioner samt ekonomi måste beaktas.

För att få en bild över en mer realiserbar potential behöver många faktorer vägas in. Genom att räkna på fiktiva vindparker kan de olika faktorerna vägas samman. För mer detaljerad beskrivning, se Swecos underlagsrapport. I Figur 4.1 visas de fiktiva vindparkernas elproduktion. Gröna markeringar visar de vindparker som ligger i lämpliga[33] områden.



Figur 4.1 Teoretisk elproduktion från fiktiva 300 MW vindparker (Sweco 2017)

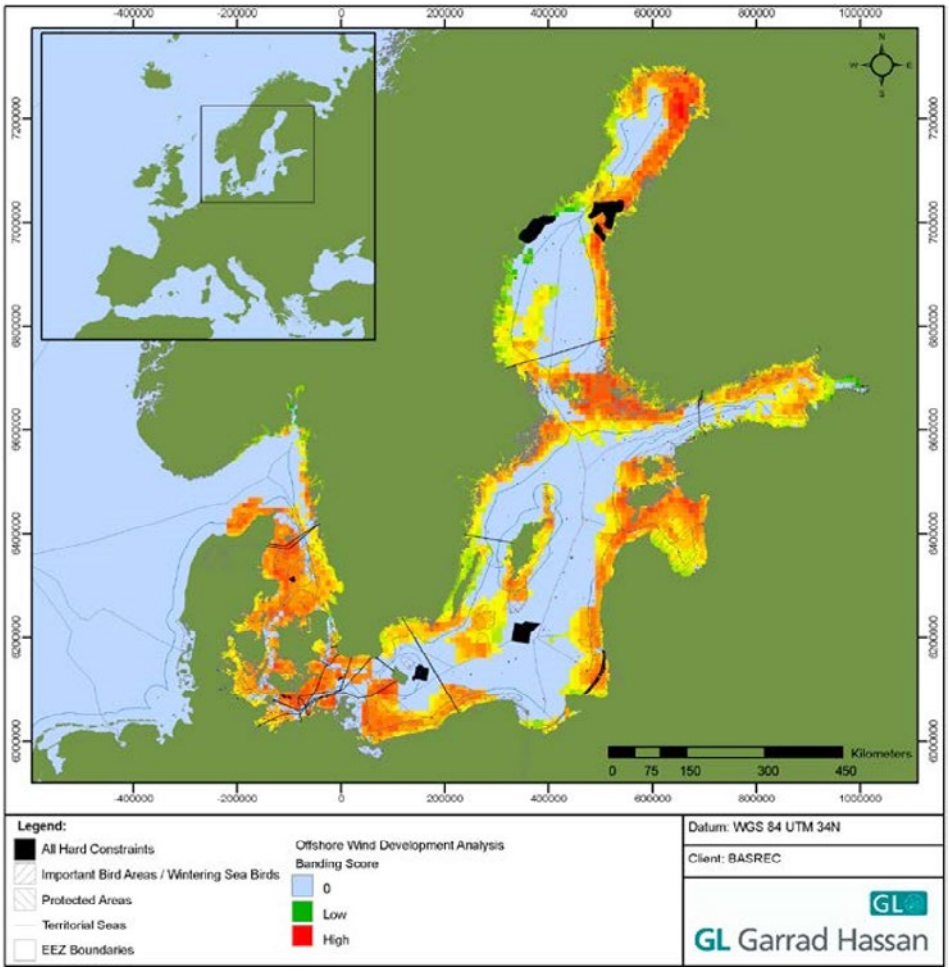
Figuren visar att de bästa 300 MW vindparkerna teoretiskt skulle kunna producera 1,3 TWh var, samt att många av parkerna i lämpliga[33] områden ligger i intervallet 1,1–1,2 vilket motsvarar en kapacitetsfaktor på runt 38–40 procent.

I en studie från år 2012 framtagen av BASREC poängsattes olika faktorer såsom exempelvis vindförhållanden, vattendjup och så vidare, för att jämföra potentialen i länderna runt Östersjön. Studien visade på en potential med rimliga ekonomiska förutsättningar på runt 1 000 TWh i hela Östersjön. Med tanke på den snabba

[32] SWECO. Havsbaserad vindkraft – potential och kostnader (2017).

[33] Borträknade områden: farleder enligt IMO (International Maritime Organization), fågelskydds-områden enligt HELCOM (Baltic Marine Environment Protection Commision) och skyddade områden enligt OPSAR (Protecting and conserving the North-East Atlantic and it´s recources),

tekniska utvecklingen sedan framtagandet av studien är denna siffra mindre intressant än de redogörelser som visar hur områden i Östersjön med de bästa förutsättningarna är fördelade. Enligt deras poängsystem finns de bästa förutsättningarna längs Finlands kust, i Baltikum och Danmark. Bedömningen tar dock inte hänsyn till utmaningar som till exempel hårda väderförhållanden i norra Finland, eller andra intressen i de grunda områdena i södra Finland och Baltikum, och så vidare. Kartan som visar vilka poäng olika områden har fått visas i Figur 4.2.



Figur 4.2 Ekonomiskt rimlig potential i Östersjön enligt BASREC:s studie “Conditions for deployment of wind power in the Baltic sea region”, Analysis part I, Enabling studies.

Trots att mycket har ändrats de senaste fyra åren och trots alla osäkerhetsfaktorer ger kartan en fingervisning om var de bästa förhållanden i Östersjön finns. Det kanske mest intressanta är att jämföra denna karta med Figur 2.2 som visar projekt i olika faser.

Även om man kan utgå ifrån att bedömningen BASREC gjort troligen skulle bli högre idag med tanke på teknikutvecklingen, är det fortfarande så att den faktorn som begränsar den realiserbara utbyggnaden mest, främst handlar om politiska ambitioner. Dessa förutsättningar kommer att fortgå till dess att

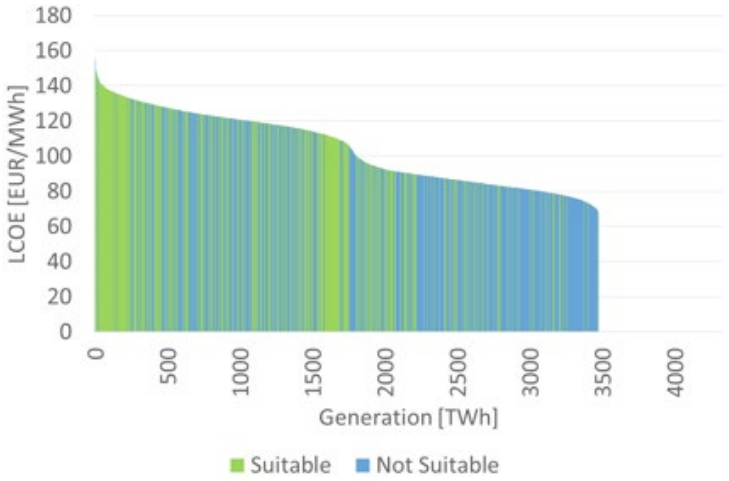
havsbaserad vindkraft kommer ned i sådana kostnadsnivåer att stödsystem inte längre är nödvändiga. I de fall ambitionen hos länderna runt Östersjön höjs kan det konstateras att potentialen för utbyggnad är mycket stor, åtminstone 25 gånger större än den producerade mängden från havsbaserad vindkraft i hela Europa idag. Målsättningar och ambitioner som finns idag redovisas i kapitel 7 samt i Swecos underlagsrapport.

Ett annat sätt att beskriva problematiken är att jämföra siffran över tillståndsgivna projekt i Östersjön (2 888 MW) med prognoser för 2020 enligt nationella förnybarhetsplaner vilket summeras till runt 4 600 MW. Beroendet av ekonomiska incitament gör att den realiserbara potentialbedömningen ändras med politiska mål och ambitioner vilket gör det svårt att göra bedömningar långt fram i tiden. Flera mål på längre sikt är ännu inte satta på nationell nivå utan endast för EU som helhet och ofta finns inte heller specifika mål för havsbaserad vindkraft utan endast för förnybar energi. Potentialen påverkas då av konkurrenskraften jämfört med andra förnybara energislag.

Potential i svenska farvatten

I svenska farvatten är den tekniska potentialen runt 3 500 TWh enligt Swecos bedömning, eller runt 3000 TWh givet att de icke lämpliga områdena[34] inte räknas in.

I Figur 4.3 visas kostnadskurvan för svenska projekt. Många områden med störst potential för låga kostnader ligger i det som här definieras som olämpliga (blåa markeringar) områden, medan många av de lämpliga områdena har höga kostnader (gröna markeringar).

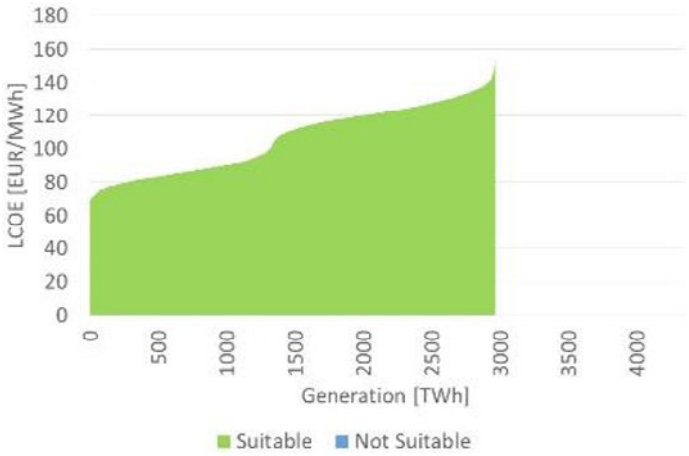


Figur 4.3 Kostnadskurva för svenska havsbaserade Östersjöprojekt enligt huvudscenariot, 2025, 9 % WACC (figur 83 i Swecos rapport).

[34] Borttagna områden: farleder enligt IMO (International Maritime Organization), fågelskyddsområden enligt HELCOM (Baltic Marine Environment Protection Commision) och skyddade områden enligt OPSAR (Protecting and conserving the North-East Atlantic and it´s recources),

Trots att flertalet av områden med teoretiskt lägst LCOE faller bort är potentialen fortfarande relativt hög. I Figur 4.3 kan man utläsa att minst 300 TWh skulle kunna realiseras relativt kostnadseffektivt vilket enligt denna bedömning motsvarar projekt som har LCOE under 80 EUR/MWh. Detta ska inte misstas för realiserbar potential då intäkterna i dagsläget inte når upp till de nivåerna.

BASREC:s bedömning pekar snarare på en rimlig potential runt 100 TWh[35]. Bedömningarna är inte jämförbara eftersom olika metoder har använts och det är fyra år mellan dem, dock kan storleksordningen ändå ge en fingervisning om den realiserbara potentialen. En av anledningarna till att Swecos bedömning är tre gånger så hög kan, förutom den tekniska utvecklingen och olika bedömningsgrunder, vara vilka områden som anses lämpliga respektive olämpliga. I Swecos bedömning är vissa områden undantagna. Det finns dock flera andra områden som kan bedömas som mindre lämpliga i tillståndsprocesserna, som till exempel Försvarsmaktens riksintressen och andra farleder än de som är borträknade i Swecos bedömning. Flera av dessa områden som enligt Swecos bedömning ingår i potentialen ligger dessutom i områden som får en låg LCOE. En realiserbar potential torde därmed vara lägre. Ett resonemang om detta förs vidare i avsnitt 4.4.



Figur 4.4 Kostnadskurva för svenska havsbaserade Östersjöprojekt enligt huvudscenariot, 2025, 9% WACC (figur 18 i Swecos rapport).

Den bedömda potentialen är således mycket stor, om ingen hänsyn tas till nuvarande prisnivåer och befintliga stödsystem. Eftersom begreppet ”stor potential” är relativt behövs en jämförelse inte bara med dagens runt 16 TWh vindkraft, utan med framtida ambitioner. För Sveriges del, där elanvändningen uppgår till runt 160 TWh per år, skulle som en jämförelse havsbaserad vindkraft rent teoretiskt kunna producera minst lika mycket som hela årsanvändningen.

[35] BASREC Conditions for deployment of wind power in the BaltiC sea region Analysis part I Enabling studies

Marknadspotential

Det är viktigt att inte blanda ihop potentialen för havsbaserad vindkraft i Sverige och Östersjön med potentialen för innanhavsteknik. I ovanstående avsnitt har olika tekniker och förutsättningar i Östersjön gåtts igenom och enligt Energimyndighetens bedömning är utvecklingen av någon specifik innanhavsteknik inte trolig. Vilken teknik som används är i de flera fall platsspecifik. Någon marknadspotential för innanhavsteknik bedöms därmed inte som trolig.

Det som möjligen skulle kunna utgöra en typ av innanhavsteknik, eller anpassning av befintliga plattformar, är en anpassad turbin där förhållandet mellan rotordiameter och generatorkapacitet är optimerat efter vindförhållandena i Östersjön och andra innanhav med något mildare vindförhållanden. I tidigare avsnitt resonerades det om att runt 1 000 stycken vindkraftverk skulle behövas för att det ska uppstå en marknad för någon specifik teknik eller en ny plattform. Antalet beror naturligtvis på teknikutvecklingen och därmed vilken tidshorisont som är relevant och är därmed ganska svårt att avgöra utan stora osäkerheter. För att få en uppfattning av potentialen som BASREC och Sweco bedömt kan det ändå vara intressant att anta en specifik turbin. Eftersom osäkerheterna är stora antas för enkelhetens skull en turbin på 10 MW med 4 400 fullasttimmar. En potential på 1 000 TWh i Östersjön motsvarar då runt 22 000 stycken vindkraftverk, potentialen på runt 100 TWh i svenska farvatten motsvarar 2 200 stycken. Siffrorna ger en mycket grov indikation om att potentialen finns, om ekonomiska frågor och politiska mål inte beaktas. Mer om mål och ambitioner beskrivs i kapitel 7.

Marknadspotentialen för någon specialanpassad innanhavsteknik är även beroende av andra intressen, vilket beskrivs utförligare i nedanstående avsnitt. En jämförelse som är relevant i sammanhanget är att inom områden som är utpekade som riksintresse för vindbruk bedöms potentialen vara runt 50 TWh. För att på sikt uppnå ett elsystem med 100 procent förnybar elproduktion i Sverige år 2040 kommer det att behövas 70 och 110 TWh förnybar el som inte bara ska byggas utan också kontinuerligt förnyas på en 20–30 årsperiod (se avsnitt 6.5.1).

4.4 Planering och samverkan med andra intressen

En av utmaningarna med att bedöma den praktiskt realiserbara potentialen är hur frågor angående motstående intressen och social acceptans kan påverka utfallet.

I ovanstående avsnitt har potentialen bedömts som relativt stor, frånsett otillräckliga ekonomiska incitament vid tidpunkten för regeringsuppdragets genomförande. Havsbaserad vindkraft har också lyfts fram som en möjlighet för tättbefolkade länder att öka sin produktion av vindkraft trots avsaknad av tillräckliga ytor på land. För dessa länder har det därmed varit nödvändigt att välja en dyrare teknik för att undvika ökad konkurrens om markanvändningen och nå målsättningar inom förnybar energi och klimat. En aspekt som naturligtvis kan minska de motstående intressena är att havsbaserad vindkraft kan etableras på ett längre avstånd från bebyggelse vilket minskar den lokala påverkan från exempelvis ljud och skuggor.

Detta innebär dock inte att det nödvändigtvis är färre motstående intressen till havs än på land. I synnerhet i kustområden bedrivs många olika verksamheter, till exempel yrkesfiske, militär verksamhet, sjöfart och friluftsaktiviteter. Det finns även många viktiga aspekter att beakta, till exempel fågelsträck och kulturupplevelser där landskapsbilden är en faktor. I någon mån har konflikten mellan motstående intressen kunnat minskas då trenden de senaste åren internationellt sett har varit att söka sig längre från kusten. När det gäller Östersjön och i synnerhet svenska farvatten är dock en av faktorerna som bidrar till lägre produktionskostnader just att det finns en lång kustremsa och därmed en större areal med närhet till land jämfört med öppna oceaner.

Frågan om motstående intressen har nyligen aktualiserats i flera domar. Ett exempel är Blekinge Offshores avslag, vilket motiverades med att försvarsmaktens intressen ges högre prioritet i det aktuella projektområdet[36]. Även projekt i Markviken fick avslag i slutet av 2016 då projektet enligt domen påtaglig skulle kunna skada riksintressen för naturvård, friluftsliv och totalförsvaret[37]. Långgrund har i samrådsskedet fått nej från såväl Försvarsmakten som Naturvårdsverket. Naturvårdsverket menar i ett yttrande att skärgården vid projektområdet är olämplig för vindkraftsutbyggnad bland annat på grund av häckande fåglar, fågelsträck, fladdermöss och turistnäring. I en artikel framför Naturvårdsverket att i stort sett hela Östersjökusten är olämplig[38]. I december 2016 beslutades det även om nya Natura 2000-områden som kan påverka vissa riksintresseområden för vindbruk, nämligen Hoburgs bank, Norra Midsjöbanken och delar av Södra Midsjöbanken[39]. Det är främst skyddet av tumlare, vilka är känsliga för undervattensbuller, som motiverar bildandet av dessa Natura 2000-områden.

Energimyndigheten har pekat ut områden av riksintresse för vindbruk där potentialen bedöms ligga runt 50 TWh. Riksintressena är framtagna utifrån kriterier gällande bland annat vindhastighet och havsdjup, i dialog med andra myndigheter och där skyddade områden som nationalparker och riksintresse för obruten kust är undantagna. Riksintressen är enligt Energimyndighetens bedömning ett bra planeringsverktyg, dock kan det vara motiverat att se över vilket skydd riksintressena har i praktiken, om det behöver stärkas eller om det kan finnas behov av andra åtgärder för att säkra att platser finns kvar, i synnerhet med tanke på det långa tidsperspektivet.

Havs- och vattenmyndigheten har fått i uppdrag att ta fram förslag till havsplaner, vilka under våren 2017 är inne i en fas av avstämning i tidigt skede. Dialogen kommer att pågå till 2019 då ett slutligt förslag på havsplaner ska lämnas till regeringen[40]. De första utkasten visar tydligt hur många olika intressen som ska

---

[36] http://media.blekingeoffshore.se/2016/12/DOC231216-23122016082211.pdf

[37] http://www.svt.se/nyheter/lokalt/ost/nej-till-vindkraftspark-vid-marviken

[38] http://www.sn.se/nyheter/sormland/1.4020244-naturvardsverket-vindkraft-olampligt-vid-kusten

[39] http://www.lansstyrelsen.se/kalmar/sv/djur-och-natur/skyddad-natur/natura2000/Pages/aktuelltNatura2000.aspx

[40] https://www.havochvatten.se/hav/samordning--fakta/havsplanering.html

samsas om havet och hur mycket samverkan som krävs om bedömningen ska bli att ens områdena utpekade som riksintresse för vindbruk ska kunna prioriteras. I färdplanen skriver HaV bland annat följande: ”I många områden finns överlappande riksintresseanspråk och olika användning kan vara i konflikt med varandra. Vid motstridiga riksintresseanspråk i ett område ska havsplaneringen göra en noggrann avvägning mellan intressena och prioritera det intresse som bäst främjar en långsiktig hushållning med havet”.

När begrepp som konflikt och motstridiga anspråk diskuteras är det viktigt att komma ihåg vilken tidshorisont som är relevant i sammanhanget. Intressen som i dagsläget inte tycks kunna samexistera skulle mycket väl kunna göra det i framtiden – dels med tanke på den snabba tekniska utvecklingen, dels på grund av utveckling och anpassning av olika processer. Det finns flera fall där det kan finnas framtida möjligheter till samexistens, vilket är viktigt att lyfta fram snarare än problematiken att få olika intressen att samexistera. För att kunna uppnå ett 100 procent förnybart energisystem är det viktigt att inse att anpassningar av mänskliga aktiviteter kan komma att vara nödvändiga men att dessa inte behöver leda till negativa effekter. Metoder utvecklas bland annat gällande ljuddämpande åtgärder i byggfasen för att minimera störning på tumlare, metoder för att undvika kollisioner med fåglar och fladdermöss, och bland de mänskliga aktiviteter som skulle kunna anpassas är det intressant att lyfta samexistens mellan försvarsmaktens intressen och vindkraft i framtiden. Möjliga fördelar presenterades i en rapport till regeringen[41] i samband med tillståndsprövningen av Blekinge Offshore.

Med tanke på de motstående intressen som finns, det ökade trycket på kustnära områden, och framtida behov av förnybar elproduktion är det viktigt att det görs satsningar på projekt som syftar till att öka samexistensen. Det är också viktigt att komma ihåg att havsplaneringen har en längre tidshorisont än den inom ramen för detta uppdrag, vilket betyder att en större omställning av energisystemet kan behövas inom ramen för havsplaneringen. Med en tidshorisont som sträcker sig mot år 2050 spelar havsbaserad vindkraft en viktig roll inom havsplaneringen – ett utförligare resonemang om detta förs i kapitel 6 – Roll i elsystemet.

Den långa tidshorisonten leder till att det är motiverat att se över skyddet för lämpliga områden, vilka annars skulle kunna få ge företräde för mer akuta behov. För att upprätthålla en realiserbar potential och möjliggöra en utbyggnad i ett senare skede är det därför viktigt att säkerställa att det finns platser med goda vindförhållanden där det går att bygga havsbaserad vindkraft kostnadseffektivt.

[41] Peace Support Consulting, Bo Wranker: Samverkande eller varandra uteslutande svenska riksintressen? (2016-11-29)

5 Flytande vindkraft

Det finns idag ingen kommersiell flytande vindkraftpark och tekniken bedöms som omogen jämfört med tekniken för havsbaserad vindkraft med fasta fundament. Intresset för flytande vindkraft har dock ökat på senare år både hos projektutvecklare och hos regeringar, särskilt i regioner där havsdjupet inte möjliggör en utbyggnad av havsbaserad vindkraft med fasta fundament.

Eftersom förutsättningarna för flytande vindkraft idag bedöms skilja sig så pass mycket från annan havsbaserad vindkraft har Energimyndigheten valt att lägga all analys gällande flytande vindkraft separat i detta kapitel. Här redovisas teknik och kostnadsutveckling för flytande vindkraft samt en bedömning av marknads- och näringsutvecklingspotentialen.

5.1 Energimyndighetens samlade bedömning

Flytande vindkraft är en vidareutveckling av tekniken för konventionell havbaserad vindkraft där flytande fundament används för att kunna installera vindkraft i havsområde djupare än 50 meter. De båda teknikerna för havsbaserad vindkraft har en hel del gemensamt men flytande fundament medför nya utmaningar och öppnar möjligheter till nya lösningar och utvecklingsspår.

Flytande vindkraft är en teknik som är under utveckling som karakteriseras av att det finns många olika tävlande koncept men där enbart ett fåtal har demonstreras i full skala. Ett annat kännetecken är att produktionskostnaderna i dag är betydligt högre än för konventionell havsbaserad vindkraft. Kostnadsreduktionspotentialen för havsbaserad vindkraft bedöms som hög, men tekniken kommer sannolikt att förbli dyrare än konventionell vindkraft till och med år 2050.

Marknadspotentialen för flytande vindkraft är omfattande och störst i de länderna som av naturliga skäl saknar eller har begränsade fysiska förutsättningar för konventionell havsbaserad vindkraft med fasta fundament, till exempel Frankrike, Skottland, USA och Japan. I dessa länder förväntas marknaden för flytande vindkraft börja växa först när den kostnadseffektivare delen av potentialen för fasta fundament har exploaterats, det vill säga efter 2030. I Sverige bedöms potentialen för fasta fundament, där vattendjupet är mindre än 50 meter, vara så stor att flytande vindkraft inte kommer att vara aktuellt innan tekniken blir konkurrenskraftig jämfört med konventionell vindkraft, vilket förväntas ske någon gång runt 2050.

Näringslivspotentialen i Sverige bedöms vara liten. På grund av goda förutsättningar i Sverige för landbaserad och konventionell havsbaserad vindkraft och det teknikneutrala elcertifikatsystemet bedöms det inte troligt att det kommer finnas någon hemmamarknad för flytande vindkraft inom 15–25 år i Sverige. Detta medför att det saknas en viktig förutsättning för utvecklingen av en flytande

vindkraftsindustri i Sverige. Näringslivsutvecklingen i Sverige kommer därför att vara helt beroende av export. Mot bakgrund av att det finns tydliga ambitioner av att stödja utvecklingen av en inhemsk industri i de ledande länderna inom flytande vindkraft bedöms potentialen för en svensk industri inom flytande fundament som liten.

5.2 Teknik- och kostnadsutveckling

Flytande vindkraft är en vidareutveckling av vindkraftstekniken med fasta fundament, som möjliggör uppförande av vindkraft i områden med djupare vatten än 50 m.

Flytande fundament som begrepp har funnits sedan 1970-talet, men det var först på 1990-talet som det började bedrivas forskning i någon betydande utsträckning inom området. Det första flytande vindkraftverket installerades 2007 i Italien, testanläggningen Blue H Technologies med en kapacitet på 80 kW. Verket var enbart i drift ett år under vilket tester utfördes och data samlades in. Statoil installerade 2009 det första nätanslutna storskaliga flytande vindkraftverket, Hywind som ligger i Norge och har en kapacitet på 2,3 MW. År 2011 utvecklades det andra storskaliga flytande vindkraftverket WindFloat, med en installerad effekt på 2 MW. Windfloat är belägen utanför Portugals kust och driftsattes år 2012. I Japan har demonstrationsprojektet Fukushima utvecklats av ett konsortium av elva japanska aktörer under flera år i tre olika steg, som består av tre olika plattformsutformningar med en sammanlagd kapacitet på 14 MW. I år, 2017 väntas en uppskalad modell av Hywindkonceptet med fem 6 MW turbiner installeras utanför Skottlands kust. Flera andra projekt är under utveckling i Storbritannien, Frankrike, Tyskland och USA, se Figur 5.2.

5.2.1 Tre olika typer av plattformar

Idag finns tre typer av flytande plattformar som används, vilka illustreras i Figur 5.1. De tre typerna är stolpboj (spar buoy), dragbensplattform (tension leg platform) och halvt nedsänkta flytande fundament (semi-submersible). Stolboj består av en djup cylindrisk boj som stabiliserar turbinen med hjälp av ballast. De nedre delarna av strukturen är tunga medan de övre delarna (nära vattenytan) vanligtvis består av tomma element. Detta innebär att tyngdpunkten blir låg. Denna teknik används i Hywind-konceptet. Dragbensplattform är en stark struktur halvt nedsänkt i vattnet som förankras på havsbotten med spända förtöjningslinor, vilket ger ökad stabilitet. Halvt nedsänkbara flytande fundament kombinerar huvudprinciperna ballast och nedsänkning i en halvt nedsänkt struktur för att uppnå tillräcklig stabilitet. Denna teknik används i WindFloat.

Idag förefaller ingen av dessa tekniker vara mer fördelaktig än övriga, utan alla tre typer förväntas användas i kommande projekt. Dragbensplattformen är den minst utvecklade av dessa tre tekniker. Fördelningen mellan stolpboj och halvt nedsänkta flytande fundament i existerande projekt är ungefär 50:50.

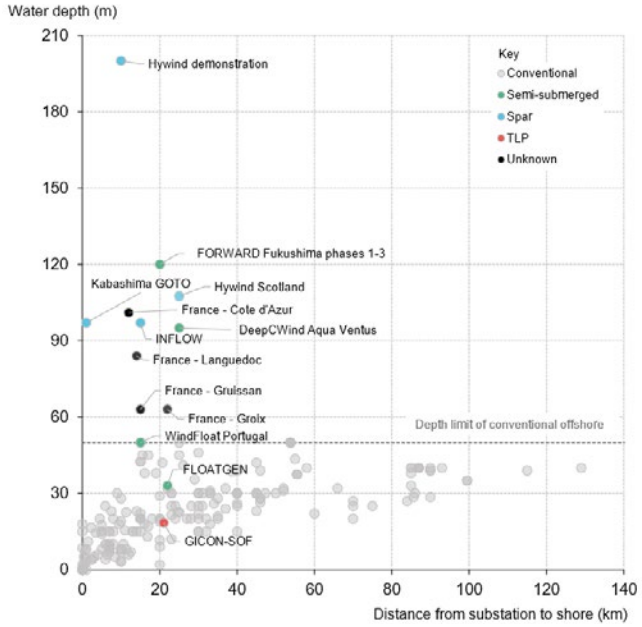


Figur 5.1 De tre huvudtyperna av flytande plattformar. Källa: Carbon Trust 2015 [42]

Fördelning av olika fundamenttyper för flytande vindkraftsprojekt under perioden 2000–2020 samt avstånd till kusten och vattendjup illustreras i Figur 5.2. De flesta av existerande och kommande projekt under perioden ligger på platser med ett havsdjup på 50–120 meter och på ett avstånd av 30 km från kusten. Anledningen till att projekten ligger så nära kusten, trots att flytande vindkraft gör det möjligt att placera vindkraftparker långt ut till havs, är att ett kortare avstånd ger snabbare och enklare tillgång till siten för drift- och underhållsarbete, det minimerar elanslutningsrisker och kostnader och gör det möjligt att använda växelströmskabel.

I de flesta av de pågående utvecklingsprojekten fokuseras utvecklingsarbetet på att det flytande fundamentet ska bära en standard horisontalaxlad vindturbin. I ett antal projekt används dock en vertikalaxlad vindturbin som också måste utvecklas eftersom den inte finns kommersiellt tillgängligt.

[42] The Carbon Trust. Floating Offshore Wind: Market and Technology Review. Prepared for the Scottish Government. June 2015



Figur 5.2 Flytande vindkraftsprojekt i världen 2000–2020. Källa: Floating wind: buoyant progress BNEF, dec 2015.

5.2.2 Tekniska utmaningar

Flytande vindkraftsfundament är både komplicerade att konstruera och att ha i drift och underhålla. Svårigheterna är kopplade till att fundamenten rör sig på grund av vind, vågor, tidvatten och strömmar, vilket bland annat försvårar underhåll av ankare och kablar. Även tillgängligheten till fundamenten kan vara begränsad, särskilt då det är höga vågor på djupa vatten.

De tekniska fördelarna med flytande fundament som anges är att installationen är enklare, att det finns möjligheter att placera vindkraftverken på djupt vatten och i områden med besvärliga bottenförhållanden samt (relativt) enkel förflyttning av verken till andra platser.

Det finns flera tekniska barriärer som måste övervinnas för att flytande vindkraft ska kunna nå kommersialisering[43]. Den mest kritiska faktorn idag är utformningen av de flytande fundamenten. Det finns idag ett trettiotal olika flytande vindkraftskoncept under utveckling som alla har olika för- och nackdelar. För att få ned kostnaderna för tekniken är nyckelfrågan att minska fundamentens massa genom att minska mängden stål och cement. Det är också centralt att standardisera utformningen av fundamenten, för att möjliggöra serieproduktion. Andra viktiga utvecklingsområden är installationsprocessen, särskilt för TLP och stolpboykoncepten, utveckling av flytande transformatorer och avancerade kontrollsystem samt förbättrade förtöjning och förankringssystem. För att minska drift- och underhållskostnaderna behöver processerna utvecklas för att utföra reparationer i hamn.

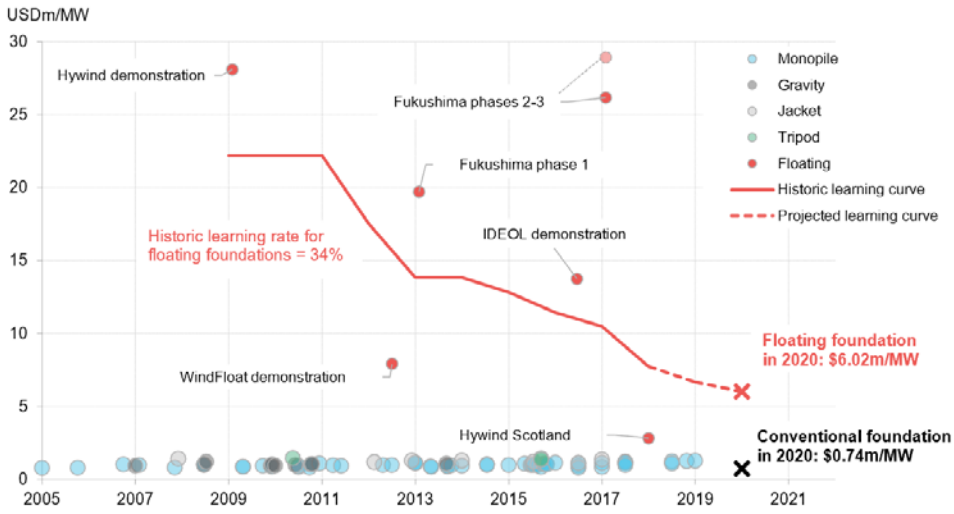
[43] Floating Offshore Wind: Market and Technology review, June 2015, Carbon Trust.

5.2.3 Miljöpåverkan jämfört med konventionell havsbaserad vindkraft

Flytande vindkraft har vissa fördelar i jämförelse med konventionell havsbaserad vindkraft när det gäller miljöpåverkan. Vindkraftverken kan placeras längre ifrån land, vilket gör att de stör färre närboende när det gäller ljud från verken och genom att de har mindre påverkan på landskapsbilden. Med flytande vindkraft kan störningarna under byggtiden minska, både genom minskad risk för grumling och undvikande av pålning, som medför höga ljudnivåer i vattenmiljön vid installation av monopilefundament. Det har varit en central konflikt för flera av de vindkraftparker som ansökt eller ansöker om tillstånd i Östersjön och västerhavet under de senaste åren. Flytande vindkraft kan också leda till färre konflikter med naturvårdsintressen, tack vare möjligheterna att utnyttja områden som har större havsdjup. Många konventionella havsbaserade vindkraftsparker är lokaliserade till utsjöbankar som ligger i grunda vatten. Dessa utsjöbankar är samtidigt värdefulla livsmiljöer för många vattenlevande djur och fåglar, vilket gör att de kan upplevas vara i konflikt med naturskyddsintressen.

5.2.4 Kostnadsutvecklingen i världen

Eftersom det inte finns några kommersiella flytande vindkraftparker är kunskapen om produktionskostnaderna för flytande vindkraft mycket begränsad. I Bloombergs analys av marknadsläget för flytande vindkraft från december 2015[44] konstateras att kostnaderna har sjunkit med närmare 90 procent sedan det första projektet Hywind i Norge togs i drift 2009. Trots det bedömer Bloombergs att produktionskostnaden för flytande vindkraft kommer att vara nästan 100 procent dyrare än bottenförankrad havsbaserad vindkraft år 2020 och ligga på 223 EUR/MWh år 2020. Kostnadsutvecklingen visas i figuren nedan.

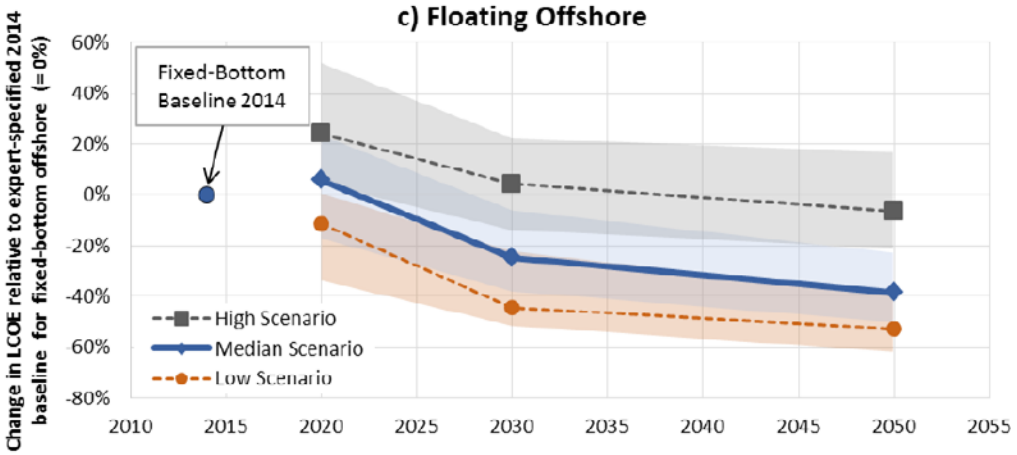


Figur 5.3 Historiska och framtida kostnader för flytande och konventionella fasta fundament, 2005–2020, miljoner USD/MW. Källa: Floating wind: buoyant progress BNEF, dec 2015

[44] Floating wind: buoyant progress BNEF, dec 2015.

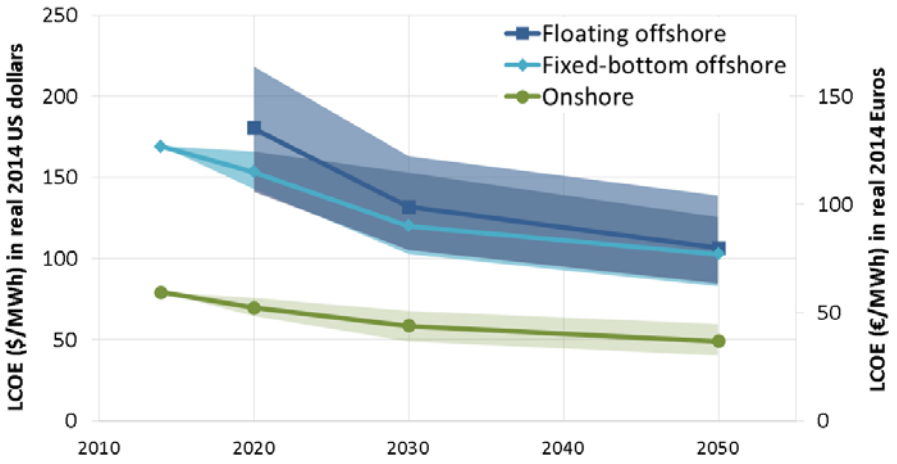
IEA Wind har under 2016 genomfört en studie där världens ledande vindkraftexperter har bedömt vindkraftens kostnadsutveckling fram till 2050. Enligt denna studie förväntas kostnaderna för båda havsbaserad vindkraft med fasta fundament och för flytande vindkraft sjunka kraftigt under perioden. För flytande vindkraft bedöms produktionskostnaderna sjunka med 25 procent till 2020 och med 38 procent till 2050, vilket visas i Figur 5.4. Kostnadsskillnaden mellan flytande vindkraft och konventionell havsbaserad förväntas minska under perioden så att flytande vindkraft kommer att ligga på samma kostnadsnivå som konventionell havsbaserad vindkraft någon gång runt 2050, vilket visas i Figur 5.5.

De viktigaste kostnadsdrivande faktorerna för flytande vindkraft som väntas bidra till denna utveckling är förbättrade kapacitetsfaktorer och längre livslängd för projekten. En förklaring till förväntningar om ökade kapacitetsfaktorer kan vara att flytande vindkraft antas kunna lokaliseras på platser med mycket goda vindförhållanden eftersom även platser med stora vattendjup är möjliga lokaliseringar. I likhet med konventionell havsbaserad vindkraft förväntas även sjunkande investerings- och finansieringskostnader bidra till kostnadsreduktionerna. Drift – och underhållskostnaderna förväntas också minska, men deras bidrag till sänkningen av kostnaderna under perioden förväntas vara mindre än för landbaserad vindkraft.



Figur 5.4 Förväntad kostnadsutveckling för flytande vindkraft 2020–2050. Kostnadsutvecklingen utgår från en referensnivå för 2014 som uppgår till 127 EUR/MWh för havsbaserad vindkraft med fasta fundament. För flytande vindkraft redovisas kostnadsutvecklingen från 2020 och framåt. Källa: IEA Wind 2016[45]

[45] Forecasting wind energy costs and cost drivers – The views of the world's leading experts, IEA Wind 2016



Figur 5.5 Förväntad kostnadsutveckling för landbaserad, havsbaserad med fasta fundament och flytande vindkraft 2014 (2020) till 2050. Kostnadsutvecklingen utgår från en referensnivå för 2014 som är 127 EUR/MWh för havsbaserad vindkraft med fasta fundament. För flytande vindkraft redovisas kostnadsutvecklingen från 2020 och framåt.
Källa IEA Wind 2016

Studien visar också att utvecklingen mot allt större turbiner förväntas fortsätta. Experterna antar att medianturbinen som används inom flytande vindkraft 2030 kommer att ha en installerad effekt på 9–10 MW, en navhöjd på 125 meter och en rotordiameter på 190 meter. Till skillnad från landbaserad vindkraft förväntas inte en utveckling mot turbiner med lägre specifik kapacitet[46]. Det förklaras med antaganden om att en uppskalning av turbinernas installerade effekt (och samtidigt proportionell ökning av rotordiametern) kommer att prioriteras inom havsbaserad vindkraft, i syfte att sänka investeringskostnaderna. Turbiner med större installerad effekt och rotorblad gör att det krävs färre turbiner och fundament per park. Det leder i sin tur till kortare elanslutningsnät inom parken, förutsättningar för kortare byggtid samt lägre drift och underhållskostnader, vilket leder till att investeringskostnaderna kan minska.

5.2.5 Kostnadsutveckling för flytande vindkraft i Östersjön

I kostnadsanalysen som redovisas i kapitel 3 har beräkningar av produktionskostnadernas utveckling 2020–2035 för ett antal typprojekt i Östersjön gjorts, varav ett typprojekt rör flytande vindkraft i Östersjön. De fysiska förutsättningar som kostnadsberäkningarna utgått från för detta typprojekt framgår av tabellen nedan. Övriga antaganden i beräkningarna beskrivs i kapitel 3.3 och i bilaga 2.

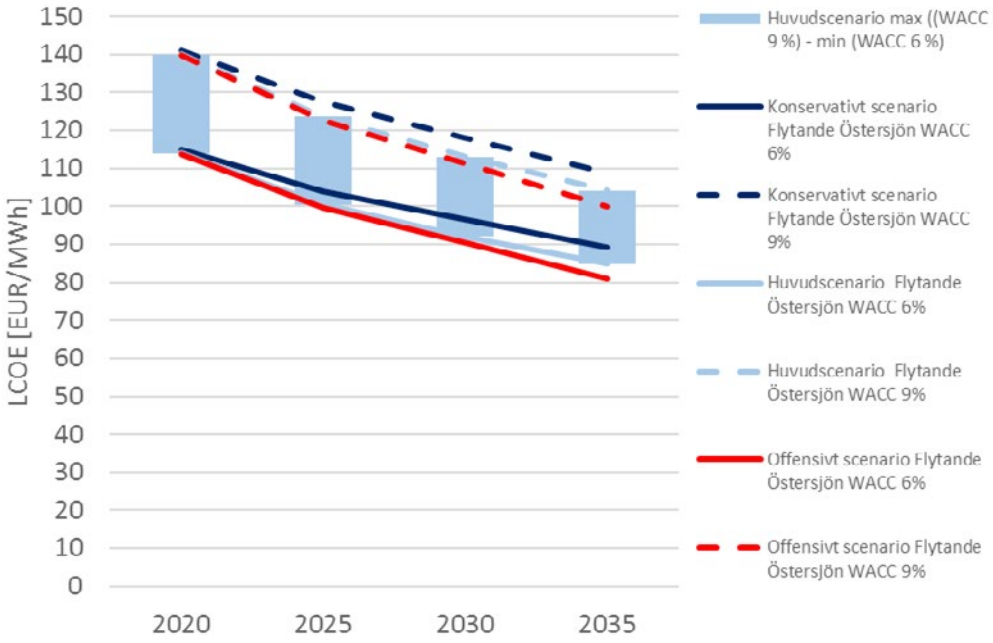
[46] Specifik effekt visar förhållandet mellan generatorns storlek och rotorns sveparea och beräknas genom att dividera turbinens installerade effekt med rotorns sveparea.

Tabell 5.1 Fysiska förutsättningar för beräkningar av kostnader för flytande havbaserad vindkraft i Östersjön.

	Flytande vindkraft i Östersjön
Avstånd från land	100 km
Vindhastighet 100 m över havet	9,5 m/s
Produktion [GWh/år]	1 213–1 324
Genomsnittligt vattendjup	120 m
Sediment	Hård botten
Fundament	Flytande
Nätanslutning	Växelström

Enligt denna analys ligger produktionskostnaden för flytande vindkraft betydligt högre än för övriga svenska typprojekten under hela perioden. Kostnadsskillnaden är störst år 2020. Kostnadsskillnaden beror framförallt på antaganden om höga fundamentkostnader för flytande vindkraft, men även höga elanslutningskostnader på grund av långt avstånd till land. Värt att notera är att dessa antaganden om kostnaden för flytande fundament innehåller stor osäkerhet på grund av att tekniken är i en tidig utvecklingsfas. I analysen antas kommersialiseringen av flytande fundament ske runt år 2025. Projektet har även de högsta nätanslutningskostnaderna av de olika typprojekten i Östersjön, de bedöms uppgå till 13–18 EUR/ MWh, vilket motsvarar 11–13 procent av de totala produktionskostnaderna.

Flytande vindkraft antas ha en större kostnadsreduktionspotential än de övriga svenska typprojekten, på grund av förväntningar om sjunkande kostnader för fundament och den förväntande kommersialiseringen av tekniken i andra länder. Kostnaderna förväntas sjunka från att ligga i intervallet 115–140 EUR/MWh år 2020 till 85–105 EUR/ MWh år 2035, vilket visas i Figur 5.6. Det motsvarar en kostnadsreduktion på 22–29 procent under perioden. I likhet med övriga typprojekt förväntas störst kostnadsreduktion i det offensiva scenariot, som speglar utvecklingen mot allt större turbiner.



Figur 5.6 Kostnadsutveckling 2020–2035 för typprojektet Flytande Östersjön. Källa: Sweco 2017

5.3 Marknadspotential

Intresset för flytande vindkraft är av naturliga skäl störst i de regioner som saknar eller har begränsade fysiska förutsättningar för havsbaserad vindkraft med fasta fundament, det vill säga länder med kustnära områden där havsdjupet är större än 50 meter. Detta beror på att flytande vindkraft idag inte kan konkurrera med fast fundament på grunda vatten på grund av högre produktionskostnader. I Europa är intresset störst i Frankrike och länderna kring medelhavet. Även Storbritannien har stora områden bland annat utanför Skottland som endast lämpar sig för flytande vindkraft. Dock har Storbritannien hittills enbart byggt ut vindkraft med fasta fundament. Stor potential finns även i Japan och USA, vilket visas i tabellen nedan.

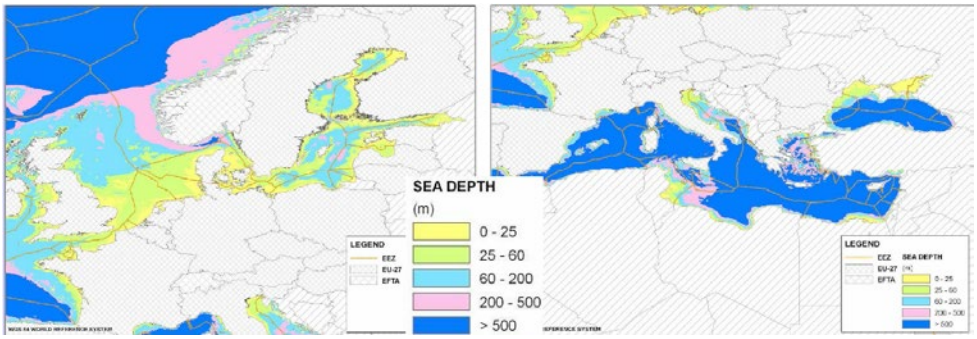
Tabell 5.2 Vindresurser för havsbaserad vindkraft och potentialen för flytande vindkraft i Europa, USA och Japan. Källa: USA NREL 2016, EWEA 2013 och Marine Consulting, 2013

Land/Region	Andel av havsbaserad vind-kraft i djupa vatten (> 60 m)	Potential för flytande vindkraft
Europa	80 %	4 000 GW
USA	60 %	1 195 GW
Japan	80 %	500 GW

Den franska vindkraftsindustrin har kommunicerat ambitiösa mål om 6 GW flytande havsbaserad vindkraft till 2030. Frankrikes regering genomförde 2015–2016 en anbudsomgång för flytande vindkraft i fyra utpekade områden. Två projekt vann, ett i Medelhavet omfattande fyra 6 MW-turbiner och ett projekt utanför Bretagnes kurs, där tre 8 MW-turbiner ska uppföras. Projekten planeras att vara i drift runt 2020.

I Storbritannien finns tre alternativa stödformer för flytande vindkraft, samtliga ges inom ramen för det brittiska certifikatsystemet ”Renewable Obligation Certificates, ROCs. Störst stöd ges till flytande vindkraft i Skotska vatten, vilket har lett till att Storbritanniens enda flytande vindkraftsprojekt, Hywindprojektet, ligger utanför Skottlands kust. Hywind planerar att tas i drift under 2017, och är världens första pre-kommersiella flytande vindkraftpark.

Enligt Energy Technology Initiatives bedömning från 2015[47] kan havsbaserad vindkraft nå 20–55 GW till 2050 i Storbritannien. Upp till 20 GW antas konventionell havsbaserad teknik dominera, främst genom att använda platser i relativt grunda vatten som ligger nära kusten. Bortom 20 GW antas vindkraftsutbyggnaden tvingas längre ut från kusten och i djupare vatten, vilket antas leda till svårigheter när det gäller elanslutning, installation, drift och underhåll. Detta gör att flytande vindkraft kommer att kunna vara ett attraktivt alternativ eftersom tekniken lämpas sig för områden med stort havsdjup. Givet att utbyggnaden av havsbaserad vindkraft uppgår 40 GW till 2050, väntas 8–16 GW bestå av flytande vindkraft, av vilka majoriteten väntas ligga i skotska vatten.



Figur 5.7 Vattendjup i Europas havsområden. Källa ORECCA[48].

Japan är en nyckelaktör inom flytande vindkraft. Som en del av sin energistrategi har den japanska regeringen förbundit sig att utveckla havsbaserad vindkraft, eftersom det är en av få inhemska energikällor i Japan. Kustlinjen är lång, men vattnen utanför den japanska kusten är djupa. Sedan 2013 har Japan installerat tre flytande vindkraftverk, inklusive en 7 MW-turbin sommaren 2015, som nu är den största vindkraftsturbinen med flytande fundament i världen. Japan är det

[47] Options, Choices, Actions, UK Scenarios for a low carbon energy system transition, Energy Technologies Institute, 2015

[48] ORECCA, European Offshore Renewable Energy Roadmap. September 2011.

land som hittills installerat mest flytande vindkraftkapacitet och hoppas att kunna utnyttja sin starka kompetens inom marin- och varvsindustri för att expandera. Vid utgången av 2015 hade Japan 53 MW havsbaserad vindkraft installerad. 12 MW flytande vindkraftverk har driftsatts under 2016. Flera projekt förväntas starta byggnationen de närmaste åren, varav Kashima Port blir den första.

I USA är potentialen för flytande vindkraft störst längst västkusten. National Renewable Energy Laboratory uppskattar att den tekniska potentialen för all havsbaserad vindkraft uppgår till 2 057 GW, varav 1 195 GW finns i områden som har ett havsdjup som överstiger 60 meter, och därmed främst lämpar sig för flytande vindkraft[49]. Energidepartementet har gett stöd till en pre-kommersiell vindkraftpark utanför Oregons kust, som ska bestå av fem 6 MW turbiner installerade på Windfloats fundamentkoncept, som är samma som använts i 2 MW-prototypen utanför Portugals kust som varit i drift sedan 2011. Den amerikanska regeringen har också gett stöd till en flytande vindkraft utanför östkusten, som drivs att ett konsortium med basen i Maines Universitet, som 2013 installerade en prototyp för flytande vindkraft, som är världen första flytande fundament som byggts av cement.

5.3.1 Potentialen i Östersjön

Den tekniska potentialen för havsbaserad vindkraft i Östersjön uppskattas till 10 000 TWh, givet att alla tillgänglig ytor skulle användas för vindkraft. Runt hälften av ytan har djup över 50 meter vilket i dagsläget främst lämpar sig för flytande fundament. Det innebär att potentialen för flytande vindkraft uppgår till cirka 5 000 TWh och att potentialen för havsbaserad vindkraft med fasta fundament är ungefär lika stor.

Mot bakgrund av att det finns en stor potential för havsbaserad vindkraft med fasta fundament i Östersjön och dessutom redan tillståndsgivna projekt som ligger nära kusten samt förväntningar om fortsatt högre produktionskostnaderna för flytande vindkraft bedöms inte flytande vindkraft vara aktuellt i Östersjön under perioden fram till 2035.

5.4 Näringslivspolitiska effekter

5.4.1 Näringslivsverksamhet inom flytande vindkraft idag

Näringslivsverksamheten inom flytande vindkraft består av ett antal utvecklingsprojekt där olika industriella partners gått samman för att utveckla olika tekniska koncept. Enligt en kartläggning som genomförts på uppdrag av den skotska regeringen[50] finns det många olika koncept som fortfarande befinner sig i ett tidigt stadium. Av de 25 befintliga koncepten har enbart fem demonstrerats i full skala (>1 MW).

[49] 2016 Offshore Wind Energy Resource Assessment for the United States, W. Musial m.fl. National Renewable Energy Laboratory, okt 2016.

[50] Floating Offshore Wind: Market and Technology review, June 2015, Carbon Trust

Teknikutvecklingen leds huvudsakligen av redan etablerade aktörer i energi-industrin men det finns också nya företag med innovativa lösningar. De aktörerna består av teknikutvecklare inom vindkraft, stora etablerade vindkrafttillverkare, till exempel Mitsubishi och G samt norska Statoil. Till dessa kopplas energibolag och andra industriella aktörer till exempel tekniska konsulter och leverantör av tjänster i hamnar och till havs.

Orsaken till att få projekt har demonstrerat i full skala är de höga kostnaderna, vilket gör att det ofta krävs stöd från staten. I Norge har Statoil investerat 400 Miljoner kr för demonstrationen av Hywindkonceptet med en 2,3 MW vindturbin. Under 2016, utlyste franska staten 150 Miljoner Euro för demonstration av pilotanläggningar med 15–30 MW[51]. I Japan satsar staten ¥ 18.8 miljarder (ungefär 1,5 miljarder kronor) på demonstrationsprojektet FORWARD tillsammans med industrier och Tokyo universitet[52] och i Skottland erbjuder staten ett utökat stöd, 3,5 ROC/MW, inom stödsystem ROC (Renewable Obligation Certificate) till flytande vindkraft (som en jämförelse får landbaserad vindkraft 0,9 ROC/MW)[53].

I Sverige finns det två företag, Hexicon och Seatwirl som utvecklar flytande vindkraft. Searwirl har en prototyp (30 kW) utanför Lysekil och söker nu finansiering för att skala upp mot ett större verk. Hexicon har genomfört bassängtester och planerar att bygga en fullskalig demonstration av sin två-turbindesign utanför Skottlands kust inom det utökade ROC-stödsystemet.

5.4.2 Potentialen för näringslivsutveckling för flytande vindkraft

Tillverkningen av flytande vindkraft kan delas i två huvudverksamheter: turbin och fundament. I de flesta projekten används samma turbiner som i konventionell havsbaserad vindkraft. Därför är potentialen för näringslivsutvecklingen den samma som för havsbaserad vindkraft med fasta fundament vilken redovisas i avsnitt 8.

När det gäller fundamenten har konstruktions- och förankringstekniken mycket gemensamt med tillverkningen av plattformar som används inom olje- och gasoffshoreindustrin. Det innebär att det finns en möjlighet för dessa industrier att diversifiera sin produktion mot marknaden för flytande vindkraft. Det finns också viktiga skillnader, till exempel är oljeriggar få och stora medan flytande fundament kommer att vara många och mycket mindre vilket påverkar design, tillverkning, installation och drift. Detta innebär att det finns ett stort behov av utveckling i alla led av värdekedjan. Utöver dessa kommer andra industriella aktörer till exempel tekniska konsulter, leverantör av tjänster till havs och hamnar, och leverantörer av byggmaterial, till exempel stål, kunna dra nytta av en växande marknad.

[51] https://appelsaprojets.ademe.fr/aap/AAP_EolFlo2015-98

[52] http://www.nippon.com/en/views/b01506/,

[53] https://renewablesnow.com/news/scotland-adjusts-rocs-to-stimulate-new-offshore-wind-technologies-358834/

En viktig förutsättning för att få till stånd en näringsutveckling inom flytande vindkraft är att utvecklingsföretagen har tillgång till en hemmamarknad där tekniken kan utvecklas och testas för att bli konkurrenskraftig och sedan kunna konkurrera på en den internationella marknaden. En annan förutsättning är att det finns tillgång till finansiering. Att utveckla flytande vindkraft innebär stora utvecklingskostnader, och eftersom tekniken fortfarande är omogen och utvecklingsföretagen ofta små- och medelstora företag krävs det betydande statligt stöd. I länder som Frankrike, Skottland, USA och Japan, finns ett t behov av att bygga ut flytande vindkraft vilket banar vägen för en hemmamarknad inom 15–25 år. I dessa länder finns det dessutom näringar inom till exempel varvsindustri, olje- och gasindustri och hamninfrastruktur som kan dra nytta av en utveckling av flytande vindkraft. Det är också dessa länder som satsar stora summor för att stödja utvecklingen av flytande vindkraft med syftet att främja en inhemsk industri.

På grund av goda förutsättningar i Sverige för landbaserad och havsbaserad vindkraft med fasta fundament och det teknikneutrala elcertifikatsystemet är bedömningen att det inte är troligt att det kommer finnas någon hemmamarknad för flytande vindkraft inom 15–25 år i Sverige. Detta medför att näringslivsutvecklingen i Sverige kommer att vara helt beroende av export. Initialt kommer exportmarknaderna vara helt beroende av statligt stöd eftersom kostnaderna för flytande vindkraft förväntas vara betydligt högre än för konventionell vindkraft. Mot bakgrund av att det finns tydliga ambitioner i de ledande länderna inom flytande vindkraft av att stödja utvecklingen av en inhemsk industri bedöms potentialen för en svensk industri inom flytande fundament vara liten.

När det gäller forsknings- och utvecklingsstöd har Energimyndigheten antagit en vindstrategi som anger andra prioriterade områdena inom vindkraftsforskning än flytande vindkraft. Det innebär att det inte kommer att finnas budgetutrymme för ett omfattande stöd till utveckling och test av flytande vindkraft.

6 Roll i elsystemet

I detta kapitel analyseras den havsbaserade vindkraftens roll i elsystemet. Aspekter som tas upp är bland annat framtida behov av elproduktion och utmaningar för elsystemet och hur havsbaserad vindkraft påverkar detta. En analys görs också av hur elpris och handel påverkas av en ökad mängd havsbaserad vindkraft.

6.1 Energimyndighetens samlade bedömning

På lång sikt krävs många nya elanläggningar för att den årliga elproduktionen både ska täcka upp användningen i Sverige och för att kunna ha en nettoexport av el. Samtidigt har vi ett mål om att ha ett 100 procent förnybart kraftsystem till år 2040. Havsbaserad vindkraft kan behövas för att uppnå målet även om potentialen för andra kraftslag också är hög.

Fram till år 2030 kommer dock den nya ambitionen inom elcertifikatsystem öka den svenska elproduktionen ytterligare och nettoexporten kommer sannolikt öka upp till 40 TWh och ytterligare el utöver detta ger konsekvenser för elsystemet. En utbyggnad av havsbaserad vindkraft med ytterligare 15 TWh till år 2030 skulle enligt våra beräkningar minska det genomsnittliga elpriset med nära 10 EUR per MWh medan intäkterna för vindkraftsel skulle minska med nära 20 EUR per MWh. Samtidigt fördubblas antalet timmar med priser nära eller under noll.

Utifrån dagens kända förutsättningar är Energimyndighetens bedömning att få elproduktionsanläggningar kommer att tas ur drift på 2020-talet, men om förutsättningarna skulle förändras skulle våra slutsatser kunna bli annorlunda.

Att bygga havsbaserad vindkraft är ingen lösning på de problem som en stor andel variabel kraft kan orsaka i elsystemet, eftersom havsbaserad vindkraft är en variabel kraft i sig. Däremot leder en större geografisk spridning av variabel kraft samt en mix av olika energislag till mindre variabilitet. Havsbaserad vindkraft skiljer sig delvis från landbaserad med avseende på produktionen och kan medföra en ökad geografisk spridning av förnybar el. Detta minskar variabiliteten i systemet något. Marknadssignalerna från elsystemet bör dock styra detta och Energimyndigheten bedömer att det utifrån ett strikt elsystemsperspektiv inte finns några skäl att särskilt stödja havsbaserad vindkraft. Anpassning av elsystemet för att möta framtidens utmaningar kommer att behöva göras på bred front, såväl för olika produktionsslag, som för användning, nät och lager.

6.2 Det svenska elsystemet och variabel elproduktion

De mål som Sverige och EU har rörande förnybar energi uttrycks ofta som en årlig produktion av el. Utgående från detta har Sverige som tidigare nämnts en stor potential av sol, vind och biokraft. Årlig produktion är dock ett ganska trubbigt mått då det inte tar hänsyn till den momentana efterfrågan på el.

Inte heller den installerade effekten säger särskilt mycket om en anläggnings systemnytta. Inget av begreppen ger heller någon information om vilken nytta elproduktionen har för elsystemet, till exempel hur styrbar produktionen är.

Elproduktionens nytta för elsystemet beror på hur flexibel och planerbar den är eller, om den är variabel, hur väl dess faktiska produktion överensstämmer med elbehovet. Samtidigt kan också elsystemet som anläggningen placeras i vara tillräckligt flexibelt för att hantera den nya elproduktionen.

Ett elsystem med mycket elexport och ökad andel förnybar el, som till stor del kommer att vara variabel, kommer att behöva genomgå en del anpassningar.

De specifika förutsättningarna i det nordiska elsystemet, såsom hög andel vattenkraft, ett robust elnät och stor överföringsförmåga inom och mellan länderna, gör integrationen av variabel förnybar el och övergången till ett 100 procent förnybart elsystem till en mindre utmaning än i övriga EU, som har en stor andel termisk kraft. Det finns också lösningar till de flesta utmaningar som vi kan ställas inför.

De utmaningar som en hög andel förnybar el ändå innebär pekas ut i ibland annat Svenska kraftnäts uppdrag om förnybar el[54] tillsammans med Energimarknadsinspektionen och Energimyndigheten liksom i slutsatserna från NEPP:s första etapp[55]. Här tas bland annat upp:

- Leveranssäkerhet
- Elmarknadens funktion
- Elbalans
- Effektbrist

En del av utmaningarna och deras lösningar ligger utanför dagens elmarknad såsom svängmassa, reaktiv effekt eller nya nätförbindelser. Andra utmaningar förväntas idag lösas av elmarknaden såsom en ökad flexibilitet i allt från balansen i varje givet ögonblick till årslagring. Systemets flexibilitet är idag hög på grund av vattenkraften och en god överföringskapacitet av el inom Norden och från Norden till andra länder.

Den goda flexibiliteten och stora nettoexporten gör det idag inte finns några ekonomiska incitament för ägare av andra kraftslag eller för elanvändare till att vara flexibla då elpriset inte är tillräckligt volatilt. På sikt kommer det dock behövas mer flexibilitet från annat håll än vattenkraften. För att åstadkomma det kan det krävas förändringar av befintliga marknadsfunktioner, regleringar eller stödsystem.

En viktig svårighet är att dagens elsystem visserligen behöver reformeras i olika avseenden men att det inte är självklart vilka krav som ska ställas, vilka som ska genomföra eller bära kostnaderna för omställningen och om det ska planeras centralt, lokalt eller via marknadsmekanismer.

---

[54] Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar el, 2015

[55] Guldkorn, en sammanfattning av resultat och slutsatser från NEPP:s första etapp (North European Power Perspectives)

Gällande till exempel effektbrist ligger utmaningen också i att bedöma vilka konsekvenser en effektbrist kan få och hur ofta det kan tänkas inträffa samt ställa det i relation till kostnaden för att minska sannolikheten för att det ska inträffa. Det går inte att få ett elsystem helt utan risker till rimliga kostnader. Inom Energiunionen ska ett mått på så kallad leveranssäkerhet tas fram som kan vara till hjälp med att göra dessa bedömningar.

6.3 Vindkraft i kraftsystemet

Vindkraft är en variabel elproduktionskälla som måste ha tillgång till vind momentant för att anläggningen ska producera el. I de fall när det inte blåser måste det finnas flexibilitet, till exempel i form av annan elproduktion (i Sverige eller importerad), lager eller laststyrning för att kompensera för detta.

Även om vindkraften inte är planerbar så är den åtminstone prognostiserbar. Det går att med relativt god sannolikhet säga hur mycket det ska blåsa ett dygn i förväg och ju närmare drifttimmen desto mer ökar precisionen.

När väl anläggningen producerar el finns det också tekniska lösningar där kraftverket i sig kan hjälpa till med systemfunktioner. Detta kan exempelvis vara frekvensreglering (så kallad syntetisk svängmassa) eller nedreglering genom att ”släppa förbi” vind. Detta förekommer inte i Sverige idag.

Vindkraftverk utformas så att de har en viss produktionsprofil. De börjar producera vid en viss vindhastighet och når sedan sin maximala produktion vid en viss hastighet. Det är alltså inte bara vindhastigheten som avgör elproduktionen från en anläggning utan även tekniska inställningar/förutsättningar i ett specifikt verk.

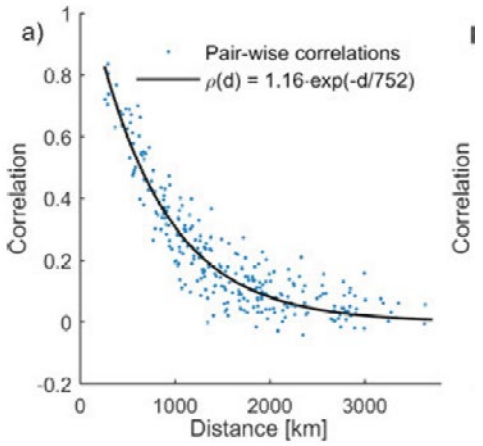
För att det ska finnas incitament för att aktivt hjälpa elsystemet eller att vindkraften designas så att de blir mer systemvänliga måste det finnas ekonomiska förutsättningar i marknaden eller regelverk som styr mot detta.

Den tekniska utvecklingen av vindkraftverk har styrt mot mer systemvänlig produktion inte minst i form av ökat antal fullasttimmar genom att verken blivit högre och därmed fått tillgång till bättre vindar, men också genom längre blad som ger produktion vid lägre vindar. Det går inte att producera el utan vind men det går att designa ett vindkraftverk så att det når sin maxeffekt vid låga vindar, och på vis få mycket mer fullasttimmar. Men det innebär också stora produktionsbortfall som inte är ekonomiskt lönsamt. Ett vindkraftverk producerar exempelvis nära 8 gånger så mycket el vid en ökning av vindhastigheten från 5 till 10 m/s. Dock innebär en större mängd vindkraft i kraftsystemet att värdet av elproduktionen per kWh är högre vid låga vindar vilket kan ge incitament för än mer systemvänlig produktion.

6.3.1 Vindkraftens geografiska spridning

En enskild anläggnings produktionsprofil ger bara en fingervisning om dess totala påverkan på elsystemet. Flera vindkraftverk i systemet ger en jämnare

produktionsprofil och minskar därmed variabiliteten. En större geografisk spridning ger också minskad korrelation mellan produktionen från enskilda verk. Figur 6.1 visar hur avståndet mellan vindkraftverken påverkar korrelationen mellan deras produktion.



Figur 6.1 Korrelation mellan vindkraftsproduktion i Europa beroende på avståndet mellan anläggningarna. Källa Uppsala universitet 2016.

Dagens svenska vindkraft har en stor geografisk spridning och sannolikheten för att all vindkraft ska stå still samtidigt är väldigt låg. Idag räknar Svenska kraftnät med att en produktion motsvarande 11 procent av den totala installerade vindkraftseffekten sannolikt finns tillgängligt under den högsta efterfrågan under året. Detta benämns effektvärdet.

6.4 Havsbaserad vindkraft i kraftsystemet

Landbaserad och havsbaserad vindkraft är bara två varianter av samma teknik och delar därför många egenskaper ur ett elproduktionsperspektiv. Havsbaserad vindkraft är därmed ingen lösning på de utmaningar som elsystemet står inför med ökad andel variabel kraft.

Det finns dock viktiga egenskaper hos havsbaserad vindkraft som skulle kunna innebära att utmaningarna blir lättare att övervinna. Den viktigaste är att det oftast blåser mer och jämnare till havs vilket leder till högre fullasttimmar och att turbinerna går mer kontinuerligt vilket leder till minskad variabilitet.

Fullasttimmar, som är elproduktionen delat på installerad effekt, kan öka dels genom teknisk utveckling men också genom att placera verk i mer gynnsamma vindförhållanden. Det gör att en jämförelse mellan fullasttimmar inte är ett heltäckande mått på hur bra ett vindkraftverk är. Generellt så ligger fullasttimmarna för landbaserat runt 3 200, för havsbaserad vindkraft i Östersjön runt 4 000 och för Nordsjön runt 4 500. Men variationerna är stora både med avseende på placering av verket och verkens design.

I en rapport från Energiforsk[56] anges att de två viktigaste faktorerna för den normaliserade variabiliteten är antalet fullasttimmar och andel havsbaserad vindkraft, där den viktigaste är antalet fullasttimmar, medan den totala installerade effekten har mindre betydelse. Den relativa variabiliteten kan också förväntas minska i framtiden på grund av effektivare turbiner. Resultatet från studien visar att mer havsbaserad vindkraft leder till minskning av variabiliteten.

Det är också mindre korrelation mellan vindar till havs och på land. En kombination av havsbaserad och landbaserad vindkraft kan därmed i ett systemperspektiv skapa mindre variabilitet. Vindkraft till havs i kombination med vindkraft på land möjliggör också en större geografisk spridning på anläggningarna vilket som tidigare nämnts också bidrar till att minska variabiliteten.

De geografiska förutsättningarna i Sverige med en möjlighet till stor spridning även på land gör dock att nyttan med minskad variabilitet blir mindre vid en jämförelse av att bygga till land och till havs med att bara bygga på land. Östersjön har också vindar som påminner mer om de till land, framför allt närmare kusten.

I dag finns också de flesta havsbaserade projekt i södra Sverige där angränsande länders utbyggnad både till land och till havs påverkar nyttan av havsbaserad vindkraft. Figur 6.2 visar exempelvis att Norra Europa inklusive Danmark, Tyskland, Nederländerna och Belgien ligger inom en radie av 100 mil från SE4 vilket är kortare avstånd än det är till norra Sverige. Inom dessa avstånd är dessutom korrelationen mellan vindkraftsproduktionen hög enligt Figur 6.1.



Figur 6.2 Karta över Norra Europa med ungefärligt inritade avståndsmarkörer som visar att de områden där det byggs havsbaserad vindkraft idag ligger inom en radie av 100 mil från södra Sverige, där de flesta svenska havsbaserade projekten ligger.

[56] 2015:141, Scenarios and time series of future wind power

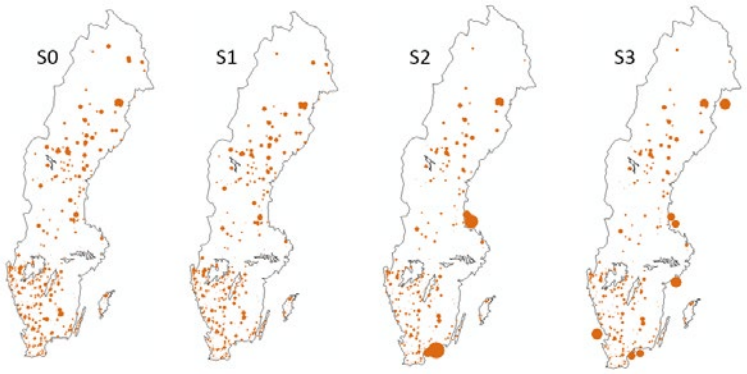
Variabilitet och havsbaserad vindkraft

I en avhandling från Uppsala Universitet[57] har den havsbaserade vindkraftens betydelse för variabiliteten studerats närmare genom ett antal scenarier. Metodiken finns beskriven i ett antal rapporter framtagna av Uppsala universitet[58].

Scenarierna jämför fyra olika utbyggnadsalternativ med 30 TWh/år och tar ingen hänsyn till gamla verk. Fem års data (2004–2008) samt olika antal fullasttimmar (FLH) har används vid jämförelsen:

- S0: Bara landbaserat, 2 800 fullasttimmar (referens)
- S1: Bara landbaserat, 3 300 fullasttimmar
- S2: 12 TWh havsbaserat, 3 300 fullasttimmar (2 800/4 500)
- S3: som S2, men bättre spridning på havsbaserat

S1–S3 består i huvudsak av samma verk som S0. I S2 har vindkraftverken spridits ut genom att placera 60 procent i Blekinge och 40 procent kring Gävle. I S3 är spridningen större; 20 procent per område. Se Figur 6.3.



Figur 6.3 Karta över framtagna scenarier. Källa Uppsala universitet, 2016

Resultatet visar på vilken påverkan skillnaden i vindförhållanden har på landbaserad respektive havsbaserad vindkraft, men även vilken betydelse en utspridning av vindkraftsutbyggnaden har.

Tabell 6.1 Variabilitet och prognosfel i de olika scenarierna jämfört med referens-scenariot S0. Källa: Uppsala universitet 2016

	S1	S2	S3
Variabilitet	-7%	-12%	-18%
Prognosfel	-8%	-9%	-14%

[57] Modelling wind power for grid integration studies, Uppsala Universitet, Jon Olauson, ISBN 978-91-554-9690-6, 2016

[58] J. Olauson, H. Bergström, and M. Bergkvist, 'Scenarios and time series of future wind power production in Sweden', Energiforsk report 2015:141, ISBN 978-91-7673-141-3, Jun. 2015.

Slutsatsen från Tabell 6.1 är att högre antal fullasttimmar är fördelaktigt för systemet. Om ett högre antal fullasttimmar uppnås med havsbaserat blir fördelarna ännu större, speciellt om utbyggnaden har bra spridning. En kombination av landbaserat med hög andel fullasttimmar samt havsbaserat ger högst sannolikt ännu bättre resultat.

Modellerna är inte intrimmade separat för havsbaserat vilket gör att effekter vid till exempel snabba stopp av en hel park på grund av för hög vind inte är medräknade. I det avseendet kan Östersjön även ha en fördel jämfört med öppna oceaner på grund av lägre extremvindar. Vilken samhällsekonomisk nytta det kan finnas med mindre variabilitet och osäkerhet är i dagsläget inte utrett.

Det är dock viktigt att påpeka att havsbaserad vindkraft längs Östersjöns kuster inte skiljer sig lika mycket från landbaserad som vindkraft exempelvis i Nordsjön. De svenska tillståndsgivna havsbaserade projekten är dessutom relativt koncentrerade i södra Sverige som i tidigare kapitel visades påverkas mer än övriga områden på grund av närheten till annan havsbaserad vindkraft.

Viktigt är dock att poängtera att valet av stöd kommer vara viktigt för nyttan med elsystemet. Elsystemet ger incitament för mer systemvänlig produktion vid teknikutveckling, planering och drift. Incitamentet finns bland annat i nätkostnader, skillnader i elpris per timme, balanskostnad och uppdelning i elområden och påverkar till exempel valet av teknik och placering av verk. Ett stödsystem som tar bort någon av dessa funktioner kan på sikt skapa nya problem med elsystemet.

6.4.1 Andra förnybara kraftslag

I ett systemperspektiv kan det vara viktigt att även jämföra havsbaserad vindkraft med andra kraftslag än landbaserad vindkraft. En variation av tekniker kan också minska variabiliteten i systemet då produktionen från olika energikällor sällan korrelerar med varandra. I Sverige finns det exempelvis en stor teknisk potential för både solceller och biokraft. Eftersom produktionsmönstret för båda dessa kraftslag skiljer sig betydligt mer från vindkraft jämfört med vad havsbaserad skiljer sig från landbaserad kan detta vara ett bättre sätt att minska variabiliteten.

I en rapport från fjärrsyn visades till exempel att kraftvärme kan bidra till kraftsystemet avseende de utmaningar som listats av NEPP (Nordic Energy Power Perspective) som exempelvis kapacitet vid topplast, balansreglering och svängmassa.

6.5 Framtida utveckling av elsystemet

6.5.1 Produktionsbehov och livslängd på anläggningar

Utgående från enbart *årsproduktionen* kan ett resonemang föras hur mycket el som kommer att behövas i framtiden och när den kommer att behövas.

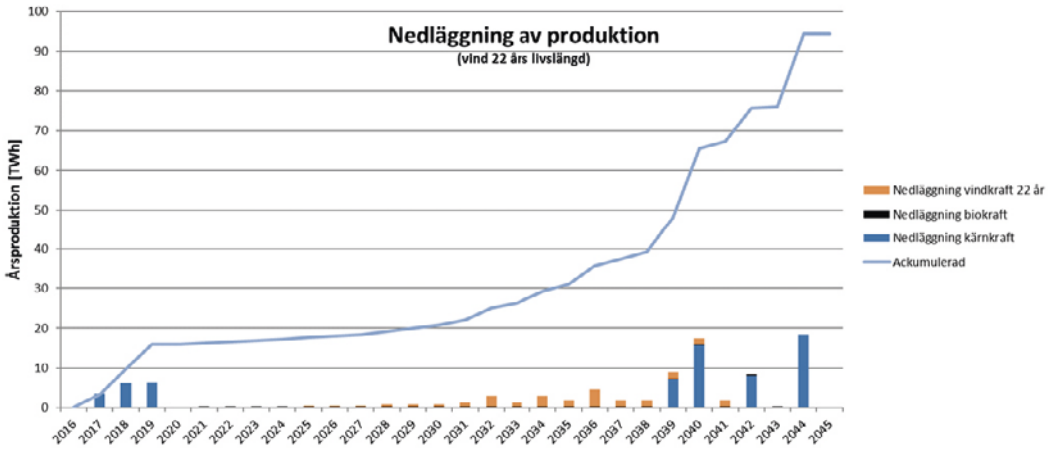
Ett enkelt antagande är att produktionen från vattenkraft och elanvändningen är konstant. I så fall krävs det fram till år 2045 cirka 70 TWh övrig förnybar el för att

få samma årsproduktion som årsanvändning. Om Sverige dessutom vill exportera lika mycket som vi bedöms göra år 2030 krävs det ytterligare 40 TWh i förnybar elproduktion.

Sammantaget innebär det mellan 70 och 110 TWh förnybar el som inte bara ska byggas utan också kontinuerligt förnyas på en 20–30 årsperiod, utgående från en ungefärlig livslängd på anläggningarna.

När i tiden detta ska ske beror på när dagens anläggningar läggs ner. Detta är oftast ett beslut som tas av marknadsaktörer och därmed starkt beroende av utvecklingen på elmarknaden. Även regelverk, skatter och avgifter kan påverka detta. Utgående från en förväntad livslängd på dagens elproduktion, exklusive vattenkraft, så kommer nedläggningen av anläggningar att ske ungefär som i Figur 6.4.

Bortsett från nedläggningen av vissa rektorer före år 2020 är det efter år 2030 som många anläggningar når sin tekniska livslängd. Först är det främst en fråga om äldre vindkraftsanläggningar men mot slutet av 2030-talet och början av 2040-talet kommer all kärnkraft att nå sin tekniska livslängd.



Figur 6.4 Uppskattad årsproduktion från anläggningar som läggs ner.

Idag ställs krav på att kärnkraftverken ska installera så kallad oberoende härdkylning från år 2020, vilket är en investering på 100-tals miljoner för varje reaktor. Ett beslut om sådan investering och genomförande är en stark indikation på om reaktorerna kommer att fortsätta behållas i drift under 2020-talet. Idag har beslut fattats om sådan oberoende härdkylning på samtliga reaktorer på Forsmark. För Ringhals 3 och 4 planeras ett beslut i början av 2017. Oskarshamn har inte fattat beslut men i ägaren har i pressmeddelande meddelat att de tänker fortsätta driften av Oskarshamn 3 efter år 2020. Resterande reaktorer har redan beslutats ta ur drift.

Den fortsatta driften av samtliga anläggningar är också beroende av intäkter från elsystemet. Ett elpris som under lång tid ligger under 20–25 öre per kWh kan påverka fortsatt drift av alla anläggningar i elsystemet. De elpriser som beräknats i elmarknadsmodellen Apollo (se avsnitt 6.6) visar dock på att priset

sannolikt kommer att vara över detta under 2020-talet om elanvändningen ligger kvar på dagens nivå samt att produktionen ökar med den nya ambitionen från elcertifikatsystemet. Låga bränslepriser, genom exempelvis låga CO_2-priser kan dock påverka detta och det finns risk för att priset inte blir tillräckligt högt för att fortsätta driva vissa anläggningar vidare.

Det finns också ett stort regelverk kring säkerheten vid kärnkraftverk och om reaktorer inte bedöms uppleva dessa säkerhetsnivåer kan anläggningarna behöva stängas ner.

Sammantaget finns det alltså ett stort behov av nya produktionsanläggningar i framtiden men utifrån antaganden om livslängd på anläggningarna kommer detta behov att ske först efter år 2030. När det väl sker är det dock frågan om en mycket omfattande nyproduktion som når sin topp år 2038–2045 då cirka 50 TWh kärnkraftsproduktion tas ur drift. Det är möjligt att anläggningar läggs ner tidigare än möjligt men eftersom det är många faktorer som spelar in är det i dagsläget svårt att uppskatta sannolikheten för detta.

6.5.2 Elsystemet blir mer dynamiskt

Om kärnkraften inte ersätts med ny kommer det alltså finnas ett behov av mellan 70–110 TWh årlig produktion av annat än vattenkraft. Om detta ska bestå av biokraft, vind och sol kommer det innebära att den andelen behöver återinvesteras under en 20–30 års period på grund av dessa kraftslags tekniska livslängd. Det betyder att det kommer att behövas årliga investeringar av ny kraft på mellan 2,5–6 TWh. Den här utvecklingen kommer att påbörjas redan i slutet av 2020-talet när de vindkraftverk som installerades på 00-talet börjar falla för åldersstrecket.

Det innebär att vi kommer att få ett mer dynamiskt och föränderligt elsystem. Det kommer också att öppna upp för möjligheter att snabbare göra förändringar i produktionsmixen utan att exempelvis påverka den årliga elbalansen.

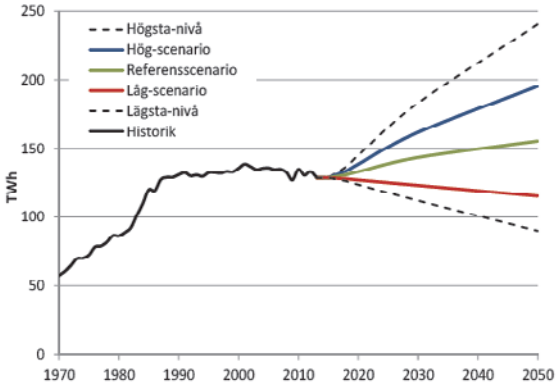
En jämförelse kan göras med den nya ambitionen i elcertifikatsystemet, som är den hittills högsta, som innebär 18 TWh mellan år 2020 och 2030. I det nya mer föränderliga elsystem kommer det behöva byggas mellan 25–60 TWh under 10 år. Marknadens signaler eller styrmedel kommer därmed få ett större genomslag då än vad de har idag för att styra elmixen.

Det kan också innebära att teknisk utveckling eller nya tekniker snabbare får genomslag i elsystemet.

6.5.3 Elanvändning

Den svenska elanvändningen har legat relativt konstant på 135–150 TWh/år de senaste 25–30 åren och uppgick 2015 till 137,3 TWh. Inom projektet NEPP (North European Power Perspectives) har ett antal olika scenarier för den framtida elanvändningen tagits fram. I referensscenariot ligger användningen relativt konstant fram till 2030 och antas då vara 143 TWh/år. Spridningen mellan de olika scenarierna ligger i storleksordningen 120–160 TWh/år.

Det finns ett antal faktorer som påverkar elanvändningen och av dessa är energieffektiviseringen den enskilt största. Andra viktiga faktorer är befolkningsutvecklingen, den ekonomiska utvecklingen, strukturförändringar och teknikutveckling. Elektrifiering av transportsektorn och utbyggnad av serverhallar är exempel på saker vars utveckling kan komma att påverka den totala användningen av el. Prognoser för den framtida elanvändningen har historiskt visat sig stämma bra på 10–15 års sikt medan längre prognoser, på 30–35 års sikt, har haft sämre träffsäkerhet. Osäkerheten i scenarier bortom 2030 får därför anses stor. (NEPP, 2015)



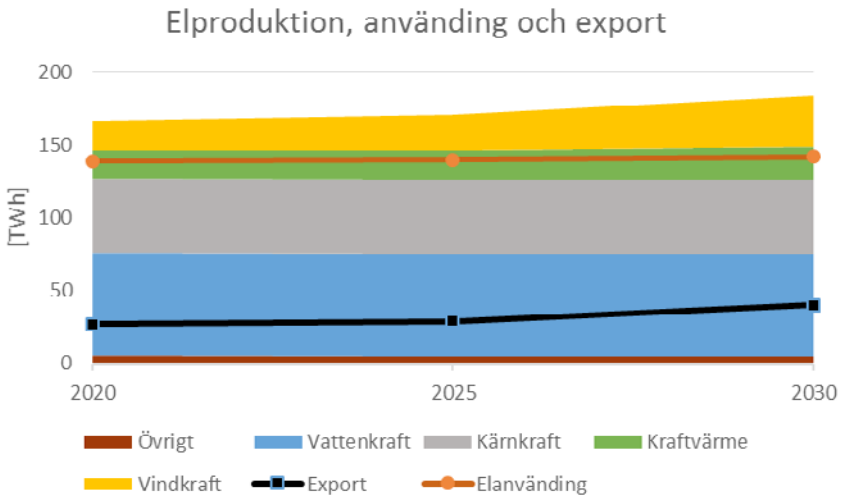
Figur 6.5 Elanvändning i Sverige exklusive förluster. Källa: NEPP 2016

Energimyndighetens grundantagande är att elanvändningen kommer att fortsätta ligga på ungefär på samma nivå som idag men precis som för anläggningarnas fortsatta drift kan det ske händelser eller utvecklingar som förändrar detta.

6.5.4 Fram till år 2030

I och med den nya ambitionen om 18 TWh förnybar el inom elcertifikatsystemet och genom att delar av det gemensamma målet med Norge[59] fortfarande inte är uppnått kommer elproduktionen sannolikt öka fram till år 2030. I det uppdrag om ambitionshöjningen som Energimyndigheten presenterade 2016 konstaterades att få anläggningar förväntas lägga ner under perioden fram till år 2030 med utgångspunkt från deras livslängd. Resultat från den elmarknadsmodell som användes i rapporten visar också på troliga elpriser som sannolikt är tillräckligt höga för att de flesta anläggningar kan fortsätta producera el. Utgående från detta har en sammanställning av årsproduktion från olika kraftslag, elanvändning och nettoexport mellan år 2020 till år 2030 gjorts i Figur 6.6.

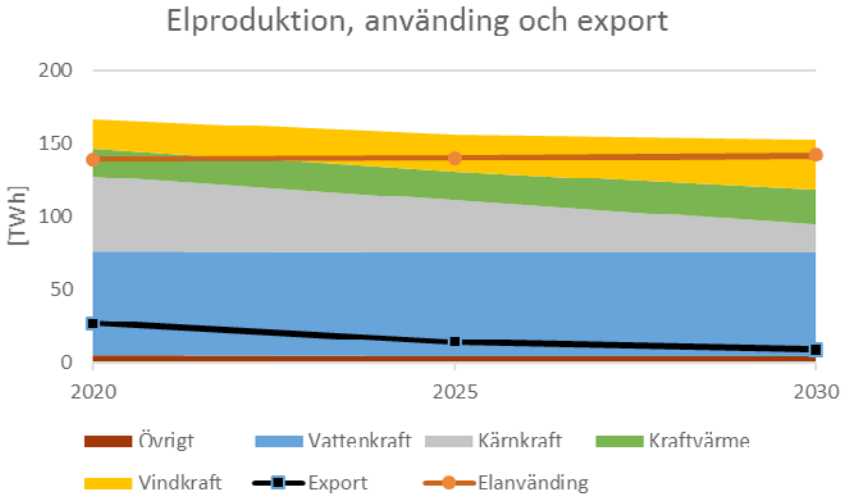
[59] 28,4 TWh från år 2012 till och med år 2020



Figur 6.6 Elproduktion, elanvändning och nettoexport av el mellan år 2020–2030 förutsatt att anläggningar fortsätter producera under sin tekniska livslängd.

Även om årsproduktion av el inte är ett heltäckande mått på elsystemets behov kan det ändå ge en indikation på vilka volymer av el som kan behövas i framtiden. Med antaganden om att få anläggningar läggs ner före år 2030 (se även nästa avsnitt) kommer det att finnas cirka 40 TWh i export.

Antas bara Oskarshamn 3 och Forsmark 3 vara kvar i produktion år 2030 kommer den årliga elbalansen se annorlunda ut, vilket visas i Figur 6.7. Fortfarande finns en liten nettoexport men någon gång runt dessa år börjar också äldre vindkraftverk att läggas ned och situationen kan snabbt bli annorlunda.



Figur 6.7 Elproduktion, elanvändning och nettoexport av el mellan år 2020–2030 förutsatt att kärnkraften att endast Oskarshamn 3 och Forsmark 3 är i drift år 2030.

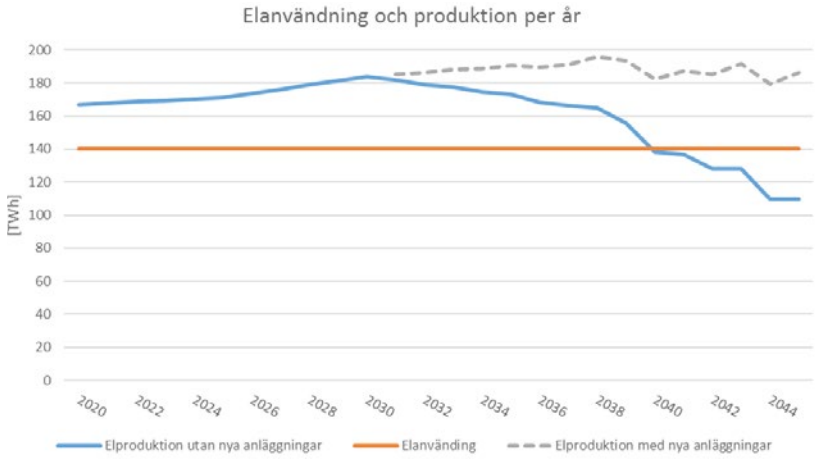
6.5.5 Den havsbaserade vindkraftens roll efter år 2030

Utgående från enbart *årsproduktionen* behövs alltså en stor mängd förnybar elproduktion efter år 2030. Ett huvudscenario för elproduktionen är uppritad i Figur 6.8 och visar att skillnaden mellan elproduktionen år 2030 och 2045 är cirka 75 TWh om inga nya anläggningar byggs. För att upprätthåll en någorlunda jämn årsproduktion behöver anläggningar med en årsproduktion på 3,5 TWh byggas per år från år 2030 och sedan 6 TWh från år 2036 till år 2045.

Utgående från *dagens* teknik, produktionskostnad och potentialer är det troligast att de nedlagda anläggningarna ersätts med landbaserad vindkraft, solceller, biokraft och havsbaserad vindkraft.

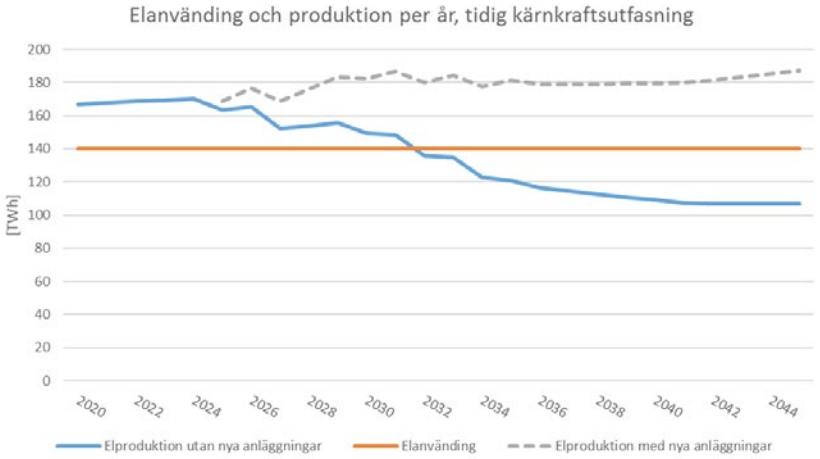
Alla dessa kraftslag har dock sina begräsningar men kan utifrån en teknisk potential var för sig uppnå detta mål. Att uppnå den högsta produktionen med biokraft skulle kräva ett betydligt högre utnyttjande av befintligt värmeunderlag vilket skulle kräva fler biokraftsanläggningar av mindre storlek, med högre produktionskostnad, samt fler anläggningar med mindre utnyttjandegrad än dagens. Det skulle också behövas mer effektiva anläggningar med exempelvis förgasning av biomassa vilket inte är en kommersiell teknik i Sverige idag.

Landbaserad vindkraft har också potential att klara av denna utbyggnad. Men troligtvis kommer en kombination av kraftslagen vara den sannolika lösningen. Mot bakgrund av den höga utbyggnadstakt som krävs och den förväntade minskade produktionskostnaden för havsbaserad vindkraft kan havsbaserad vindkraft sannolikt utgöra en del av den framtida produktionsmixen utan ett särskilt stöd.



Figur 6.8 Uppskattad elanvändning och elproduktion i Sverige om anläggningar som når sin tekniska livslängd inte ersätts med nya. Elproduktion med nya anläggningar innebär cirka 3,5 TWh ny produktion från år 2030 fram till år 2036 och därefter 6 TWh ny årlig produktion fram till år 2045.

Om kärnkraftsanläggningarna läggs ner till exempel år 2025–2035 istället för år 2038–2044, som den tekniska livslängden innebär, skulle behovet av ny kraft komma tidigare. Figur 6.9 visar att vi redan år 2032 skulle ha mindre elproduktion än användning. För att likt den förra figuren hålla en produktion som motsvara huvudscenariot 2030 (cirka 185 TWh) skulle vi behöva ha en utbyggnadstakt från 2025–2035 på 5,5 TWh per år och sedan 2 TWh per år till år 2044. Detta är utöver de i genomsnitt 2 TWh per år som krävs fram till år 2030 i den nya ambitionen i elcertifikatsystemet. Det skulle öka sannolikheten för att havsbaserad vindkraft kommer in tidigare i det svenska elsystemet även om det fortfarande finns potential för andra kraftslag.



Figur 6.9 Tidigarelagd utfasning av kärnkraft (2025–2035). Ökad utbyggnad på 5,5 TWh per år från 2025 till 2035 och därefter 2 TWh per år till 2045.

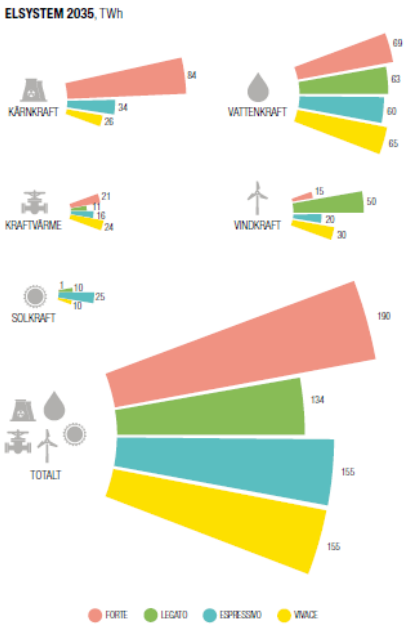
6.5.6 Fyra framtider och andra kraftslags potential och kostnad

I Energimyndighetens rapport om Energisystemet efter 2020[60] visas fyra olika (ganska extrema) scenarier. Elproduktionen och produktionsmixen skilde sig mellan scenarierna för år 2035 enligt Figur 6.10.

I rapporten konstateras att elsystemet ur marknadsperspektiv fungerade i de olika scenarierna vilket visar att det alltså finns en möjlighet att välja olika vägar i Sverige. En slutsats i rapporten är också att Sverige har stor potential för elexport med goda förutsättningar för att producera el med låga utsläpp och till låga kostnader. I modellkörningarna för scenarierna nås 2035 en nettoexport på 20–40 TWh. Det är framför allt Sveriges stora potential för landbaserad vindkraft tillsammans med planerad tillkommande överföringskapacitet som möjliggör detta.

Havsbaserad vindkraft, som har högre produktionskostnad än kärnkraft i modellerna, byggs här endast ut i de scenarier där det finns ett särskilt stöd till tekniken.

[60] ET 2016:04 Fyra framtider, energisystemet efter 2020



Figur 6.10 Elproduktion år 2035 för de fyra framtiderna.

6.6 Konsekvenser på elpris

Energimyndigheten har tidigare studerat hur elpriset påverkas av den nya ambitionen i elcertifikatsystemet i bland annat två rapporter från kontrollstation för elcertifikatsystemet 2017[61]. Där beskrivs också antaganden i modellen mer utförligt.

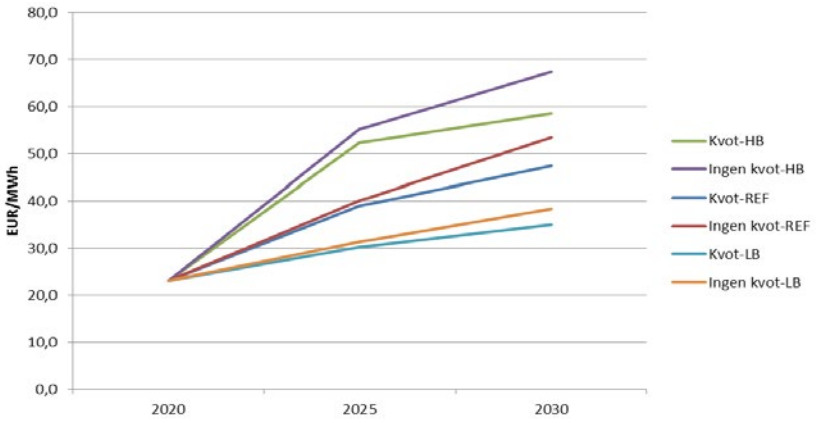
Sammanfattningsvis visar scenarierna i rapporterna på konsekvenser för elpriset i alla elområden och för varje timme år 2020, 2025 och 2030. Olika utbyggnadscenarier har antagits där produktionen har placerats i olika elområden.

En övergripande slutsats är att en utbyggnad på cirka 18 TWh minskar det genomsnittliga elpriset på sikt med mellan 5–10 öre per kWh jämfört med om ingen utbyggnad sker. Skillnaden mellan elpriset i elområdena uppgår i de flesta scenarier till endast något öre per kWh på grund av den förväntade utbyggnaden av elnätet.

I Figur 6.11 visas ett exempel på modellresultat från kontrollstationen där utvecklingen av priset påverkas beroende på utbyggnad av förnybar el och bränslepriset. En viktig slutsats är att bränslepriser på fossila bränslen har en stor påverkan på det svenska elpriset.

Resultaten från modellen ska också ses som indikativa eftersom exempelvis bränslepriser och övriga länders agerande (till exempel utbyggnad) är bedömningar. Modellresultaten visar alltså snarare hur priset påverkas av olika åtgärder så som utbyggnad av mer havsbaserad vindkraft än att de visar vilket elpris Sverige kommer att ha i framtiden.

[61] Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet ER 2016:09 samt ER 2016:19



Figur 6.11 Elprisets utveckling vid en utbyggnad av cirka 18 TWh förnybar el (kvot) jämfört med priset om ingen utbyggnad sker (ingen kvot). Jämförelsen görs vid tre olika bränslepriser (HB – högt bränslepris, REF – medelbränslepris, LB – lågt bränslepris).

För att studera effekterna av utbyggnad av havsbaserad vindkraft har, i samma modell, 15 TWh placerats ut jämt fördelat över alla elprisområden samt i enbart elområde 4 (SE4). I Tabell 6.2 har ett nedslag år 2030 gjort med en utbyggnad av 15 TWh havsbaserad vindkraft i olika delar av Sverige.

Resultatet visar att elpriset minskar med nära 8 EUR/MWh om havsbaserad vindkraft byggs ut utöver den nya ambitionen i elcertifikatsystemet. Samtidigt är priset lägre i norra Sverige även om all utbyggnad sker i SE4. Modellresultaten vid låga bränslepriser visar elpriser på lägre än 30 EUR per MWh vilket indikerar att det finns risker med en så stor utbyggnad att elpriset når nivåer som påverkar möjligheten för reinvesteringar i systemet.

Tabell 6.2 Årsmedelpris på el i EU per MWh för olika elområden år 2030 vid utbyggnad av den nya ambition om 18 TWh samt två fall där havsbaserad vindkraft byggts ut med 15 TWh utspritt över Sverige samt i enbart SE4. Referensbränslepriser har använts.

	Ny ambition [EUR/MWh]	*Havsbaserad utspritt [EUR/MWh]*	*Havsbaserat i SE4 [EUR/MWh]*
SE1	46	39	38
SE2	47	39	39
SE3	47	40	40
SE4	48	40	40

Tabell 6.3 Vägd årsintäkt för vindkraft i olika elområden år 2030 vid utbyggnad av den nya ambition om 18 TWh samt två fall där havsbaserad vindkraft byggts ut med 15 TWh utspritt över Sverige samt i enbart SE4. Referensbränslepriser har använts.

	Ny ambition [EUR/MWh]	*Havsbaserad utspritt [EUR/MWh]*	*Havsbaserat i SE4 [EUR/MWh]*
SE1	44	34	36
SE2	44	33	35
SE3	43	33	33
SE4	42	33	31

En viktig konsekvens från modellerna är också att vindkraftens intjäningsförmåga minskar med utbyggnaden. Vid hög produktion av vindkraft minskar elpriset och vice versa. Det betyder att vindkraften får lägre elintäkter än det genomsnittliga elpriset.

I Tabell 6.3 visas vindkraftens genomsnittliga årsintäkt från elmarknaden. Resultatet visar återigen ett sjunkande elpris med utbyggnad av havsbaserad vindkraft som är 8–11 EUR/MWh men också att priset snarare är lägre längre söderut än norrut. Detta beror som tidigare diskuterats på att södra Sverige ligger närmare kontinenten och påverkas av den utbyggnad som sker där.

Kraftslag som är mer planerbara så som kraftvärme och vattenkraft får ett pris som är några EUR per MWh högre än det genomsnittliga elpriset. I SE4 får ett kraftvärmeverk nära 13 EUR per MWh mer i intäkt från elpriset än vindkraften och då är inte balanskostnad inräknat som kan ge ytterligare 2 EUR per MWh mer i kostnad för vindkraften.

I ett extremfall med höga bränslepriser beräknades den havsbaserade vindkraften tjäna 17 EUR/MWh (inklusive balanskostnad) mindre än det genomsnittliga elpriset. Detta kommer i senare kostnadsberäkningar användas som ett extremfall för vilket stödbehov den havsbaserade vindkraften behöver.

6.6.1 Överföringsbegräsningar och export

I elmarknadsmodellen finns ett antal nya överföringsförbindelser som bedöms genomföras fram till år 2030. Tabell 6.4 och Tabell 6.5 visar förändringen i exportkapacitet från enskilda elområden i Sverige samt för Norden i sin helhet.

Tabell 6.4 Exportkapacitet från svenska elområden i elmarknadsmodellen [MW].

	2016	*2020*	*2025*	*2030*
SE1	6 000	7 400	7 400	7 400
SE2	12 800	14 800	15 800	16 300
SE3	17 775	18 975	18 975	20 475
SE4	5 715	6 415	7 015	7 515

Tabell 6.5 Exportkapacitet från Norden i elmarknadsmodellen [MW]

Export	Import	2020	2025	2030
Norden	Tyskland	5 500	6 600	7 200
Norden	Polen	600	600	600
Norden	Litauen	700	700	700
Norden	Nederländerna	1 400	1 400	1 400
Norden	Storbritannien	0	3 800	3 800
Norden	Estland	1 000	1 000	1 000

Men skillnaden i priset per elområde visar ändå en viss överföringsbegränsning. Ett sätt att kolla på överföringsbegränsningar är att även titta på extrempriser. Mycket låga priser uppstår vid en överproduktion som inte går att exportera och mycket höga priser uppstår vid underskott av el som inte går att importera. Med den mycket kraftiga överproduktion som uppstår med en utbyggnad av havsbaserad vindkraft samtidigt som kärnkraften finns kvar uppstår sällan underskott och sällan extrema höga priser oavsett scenario. Priser över 100 EUR per MWh uppstår cirka 15–20 timmar per år och inga priser över 200 EUR per MWh.

Mycket låga priser uppstår dock oftare. I Tabell 6.6 visas priser som är lägre än 1 EUR per MWh. Enbart den nya ambitionen kommer att göra att förekomsten av extrempriser ökar från dagens nivå, då de förekommer mycket sällan till strax över 200 timmar per år. Detta fördubblas om även en utbyggnad av havsbaserad vindkraft sker. Skillnaden mellan utspridd havsbaserad eller allt placerat i SE4 är liten förutom för just SE4 som får nära 464 timmar med mycket låga priser.

Tabell 6.6 Antal timmar med priser under 1 EUR per MWh [h].

		År 2030		
	År 2020	Ny ambition	Havsbaserad utspridd	Havsbaserat i SE4
SE1	5	207	393	403
SE2	5	207	393	403
SE3	5	207	390	403
SE4	5	207	390	464

7 Koppling till mål och strategier

Detta kapitel beskriver energi- och klimatpolitiska aspekter sett ur ett europeiskt perspektiv och Sveriges möjligheter att bidra till att EU:s långsiktiga klimat- och energimål nås. Kapitlet belyser även hur en eventuell utveckling av havsbaserad vindkraft i Sverige kan bidra till regeringens maritima strategi.

7.1 Energimyndighetens samlade bedömning

När det gäller frågan om hur Sverige kan bidra till EU:s långsiktiga klimat- och energimål bedömer vi att förnybartmålet till 2030 är mest intressant för detta uppdrag. Det är dock ännu inte känt hur förnybartmålet till 2030 kommer hanteras och huruvida arbetet med att nå minst 27 procent förnybart (andel av energianvändningen) kommer fördelas mellan länderna. I europeiska miljöbyråns senaste rapport[62] om trender och prognoser för energimålen i EU görs bedömningen att EU ser ut att uppnå målet, förutsatt att nuvarande takt i utbyggnaden av den förnybara energin i EU fortsätter till 2030. Detta bedöms dock inte kunna ske utan ytterligare insatser.

Det är heller inte känt om länder kommer kunna hjälpas åt att nå sina respektive mål, även om det finns förslag om att de nationella stödsystemen till viss del ska öppnas upp för andra länder. I nuvarande förnybardirektivet finns sådana möjligheter genom de s.k. samarbetsmekanismerna, vilka innebär att länder kan samarbeta kring produktion av förnybar energi för att uppnå målen till 2020 och på så sätt skapa förutsättningar för en mer kostnadseffektiv utbyggnad av den förnybara energin inom EU. Intresset för samarbetsmekanismer från köparländer, det vill säga länder som inte uppnår sina mål och därför behöver köpa in förnybar elproduktion från något annat land, ser ut att öka jämfört med tidigare.

Den svenska regeringen har en positiv inställning till användning av samarbetsmekanismer och Sverige har förutsättningar för att vara ett säljarland, eftersom prognoser visar på ett överskott av förnybar energi på 25 TWh till 2020. Dock är det i så fall en fråga om försäljning av förnybartvärdet (statistik som köparlandet kan använda till uppfyllande av målet) och inte en ökad andel förnybar el i EU.

Energimyndigheten anser att stödsystem och elsystemet bör koordineras bättre inom EU för att få en mer kostnadseffektiv utbyggnad. Då kan den höga potentialen av förnybar el i Sverige och Norden, både vad gäller havsbaserad vindkraft och andra kraftslag, komma till mest nytta för EU. För Sveriges del skulle detta åtminstone som ett första steg kunna gälla nätutbyggnad och havsbaserat i Östersjön.

Viktigt att påpeka är att även om produktionskostnaderna är lägre i Sverige än i andra länder kan stödkostnaden bli hög på grund av att elprisnivån är låg på den nordiska elmarknaden, vilket beskrivs mer i kapitel 6.

[62] EEA Report 4/2015 Trends and projections in Europe 2015 (p.39)

Innan det är klarlagt vad förnybartmålet 2030 innebär för medlemsländerna och vilka möjliga samarbeten det finns, går det inte att göra en fullständig analys av vilken nytta Sverige kan göra och vilka konsekvenser det får. Detta kommer att fastställas i det nya förnybartdirektivet som ligger inom ramen för den så kallade Energiunionen som beräknas bli beslutad under år 2018.

Det stöd till havsbaserad vindkraft som Energimyndigheten föreslog 2015[63] skulle kunna kosta elkunderna runt 75–90 miljarder kronor. Klimatinsatser för dessa summor skulle kunna göra betydligt mer klimatnytta i andra sektorer med höga CO_2-utsläpp såsom transportsektorn.

En satsning på havsbaserad vindkraft skulle kunna stimulera maritima näringar och därmed bidra till den maritima strategin. De samhällsekonomiska effekterna av detta analyseras närmare i kapitel 8. Samtidigt ökar anspråken på havs- och kustområden och utvecklingen behöver därför ske balanserat.

7.2 Energi- och klimatpolitiska mål i EU

I uppdraget om havsbaserad vindkraft ingår att belysa hur Sverige kan bidra till EU:s långsiktiga klimat- och energimål. Vi bedömer att förnybartmålet till 2030 är mest intressant för detta uppdrag.

7.2.1 Mål och prognoser

Till 2020 – förnybartdirektivet och samarbetsmekanismer

EU har som mål att ha 20 procent förnybar energi till 2020. Medlemsländerna rapporterar vartannat år hur förnybartarbetet går. Enligt den senast kända sammanställningen[64] på EU-nivå gällande ländernas förnybartarbete uppgår andelen förnybar energi till 15,3 procent år 2014. EU ser totalt sett ut att kunna nå 2020-målet men några av länderna ser ut att få svårigheter. Dit hör Frankrike, Luxemburg, Malta, Nederländerna och Storbritannien samt möjligen även Belgien och Spanien. I de enskilda ländernas rapporter från december 2015 kan också ett ökat intresse för samarbetsmekanismer anas, det vill säga att länder ska kunna hjälpas åt för att nå mål.

Samarbetsmekanismer är en del av förnybartdirektivet och syftar till att länder ska kunna samarbeta kring förnybar energi för att uppfylla de nationella målen på ett kostnadseffektivt sätt. Samarbetet handlar om att ett land kan finansiera förnybar energi i ett annat land i ett specifikt projekt, genom gemensamt stödsystem eller genom att en statistisk överföring av energi görs. Överenskommelsen mellan länderna kan antingen omfatta enbart förnybartvärdet (det vill säga statistik som köparlandet kan använda vid uppfyllandet av förnybartdirektivet) eller att det även sker en fysisk överföring av energi till köparlandet. Intresset för samarbetsmekanismer från möjliga köparländer har tidigare varit begränsat.

[63] Havsbaserad vindkraft, ER 2015:12

[64] Report from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions renewable energy progress report {swd(2015) 117 final}

Energimyndigheten har i flera tidigare uppdrag utrett samarbetsmekanismer och om dessa skulle kunna användas som stöd för utbyggnad av havsbaserad vindkraft[65]. Regeringen har en positiv grundinställning till användning av samarbetsmekanismer och är öppen för dialog med andra medlemsstater om användningen av dessa[66]. I senaste rapporteringen enligt artikel 22 i förnybart-direktivet ger scenariebedömning[67] en nivå på Sveriges överskott på 25 TWh förnybar energi år 2020.

I de nationella handlingsplanerna för förnybartmålet 2020 bedömde en rad länder att havsbaserad vindkraft skulle byggas ut mer än vad som idag ser ut att bli verklighet[68]. Även Sverige gjorde den bedömningen. Den havsbaserade vindkraften i Europa växer år för år, men i långsammare takt än i tidigare prognoser.

Till 2030 – nytt förnybartmål och Energiunionen

Målen för *2030*, som Europeiska rådet antog i oktober 2014, innebär minst 40 procents minskning av EU:s växthusgasutsläpp jämfört med 1990, en andel förnybar energi som uppgår till minst 27 procent av energianvändningen på EU-nivå och en ökning av energieffektiviteten med minst 27 procent. Det nya förnybartmålet är inte fördelat mellan medlemsländerna.

Detaljer och regelverk kring det nya förnybart målet kommer att beslutas inom Energiunionen. Energiunion syftar till att säkerställa överkomlig, trygg och hållbar energi för EU och dess medborgare. De särskilda åtgärderna omfattar fem nyckelområden: energitrygghet, energieffektivitet, minskade koldioxidutsläpp, energimarknaden samt forskning, innovation och konkurrenskraft.

För att få en känsla för storleksordningar kan nämnas att en ökning från 20 till 27 procent motsvarar en ökning av den förnybara elproduktionen med 1 275 TWh i EU. I europeiska miljöbyråns senaste rapport[69] om trender och prognoser för energimålen i EU sägs att om nuvarande takt i utbyggnaden av den förnybara energin i EU skulle fortsätta på samma sätt fram till 2030 skulle EU då kunna uppnå en andel förnybar energi som är högre än 27 procent. Detta bedöms dock inte kunna ske utan ytterligare insatser eftersom ett antal regelförändringar redan har påverkat investerarnas förtroende och intresse av att investera i förnybar energi.

Till 2050 – EU:s färdplan

EU har åtagit sig att senast *2050* ha minskat växthusgasutsläppen med 80–95 procent jämfört med 1990. I EU:s färdplan 2050 sägs elen blir allt viktigare[70]. Alla scenarier

---

[65] ER 2010:18, ER 2011:16, ER 2013:26

[66] Sveriges tredje rapport om utvecklingen av förnybar energi enligt artikel 22 i Direktiv 2009/28/EG. Regeringskansliet, december 2015.

[67] Scenarier över Sveriges energisystem, 2014 års långsiktiga scenarier, ett underlag till klimatrapporteringen, ER 2014:19

[68] EEA Report No 4/2016. Renewable energy in Europe 2016, Recent growth and knock-on effects. Se till exempel figur 2.11

[69] EEA Report 4/2015 Trends and projections in Europe 2015 (p.39)

[70] http://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0885&from=EN

tyder på att elen behöver få en mycket större betydelse än i dagsläget och nästan fördubblas i andel av den slutgiltiga energianvändningen år 2050 och bidra till minskade koldioxidutsläpp. Inom en nära framtid kan vindkraft från Nordsjön och Atlantområdet leverera en betydande mängd el till allt lägre kostnader. I scenariot med stor andel förnybara energikällor ger vindkraften mer el än någon annan teknik år 2050. På medellång sikt kan havsenergin ge ett väsentligt bidrag till elförsörjningen[71].

Precis som för de flesta målsättningar till 2030 innebär målsättningarna till 2050 att utsläppen av växthusgaser ska minska, men man redogör inte specifikt för hur stor andel till exempel havsbaserad vindkraft ska bidra med. I EU:s färdplan till 2050 sätts en vision hur man i princip helt och hållet ska kunna eliminera CO_2-utsläpp från kraftsektorn. Förnybar energi har en nyckelroll och förutsätts stå för en 75 procentig andel av slutlig energianvändning och 97 procent av elanvändning (EC 2011).

7.3 Den havsbaserade vindkraftens roll i förnybartmålet

Att samarbeta för att uppnå förnybartmålen är troligen både möjligt och önskvärt inom EU. Även om EU troligen kommer att nå målet för år 2020 har vissa länder svårt att nå sina nationella åtaganden. Det kan troligen även gälla även för det nya målet till år 2030.

Med tanke på den svenska potentialen av billig förnybar el har Sverige därför en möjlighet att bidra till att uppnå EU:s nya förnybartmål till år 2030. Innan några slutsatser kan dras om huruvida det är den mest kostnadseffektiva eller samhällsnyttiga vägen till mer förnybart inom EU, bör dock några frågor reflekteras över:

- Vilken utbyggnad sker till lägst stödkostnad?
- Hur påverkas Sverige och övriga EU av begränsade exportmöjligheter?
- Var inom EU gör den förnybara elproduktionen mest nytta?
- Vem betalar för utbyggnaden och vem får nyttan?
- Vilka övriga regionala samarbeten finns?

Dessa frågor behandlas i denna rapport relativt översiktligt. Några av frågarna har diskuterats mer i detalj i Energimyndighetens tidigare rapporter om samarbetsmekanismer[72].

7.3.1 Vilken utbyggnad sker till lägst stödkostnad?

Den havsbaserade vindkraften i Östersjön kan troligen byggas ut till en lägre produktionskostnad än exempelvis den i Nordsjön, där de flesta planerade projekt finns, så som beskrivits i tidigare kapitel. Men stödkostnaden är inte bara

[71] S.11 i EU:s Road Map

[72] ER 2010:18, ER 2011:16, ER 2013:26

beroende av produktionskostnad utan också av elpriset. Norden och Sverige har generellt haft ett lägre elpris än på kontinenten vilket i vissa fall kan generera en högre stödkostnad.

Sett ur ett bredare perspektiv finns det också annan förnybar elproduktion som har lägre produktionskostnad än havsbaserad i Sverige idag, som exempelvis landbaserad vindkraft. Kostnadsbilden kommer dock att förändras. På längre sikt, efter 2030 och givet den kostnadsutveckling som antas i kapitel 3.3, kan havsbaserad vindkraft i Östersjön tillhöra ett av de billigaste förnybara kraftslagen i Europa.

7.3.2 Hur påverkas Sverige och övriga EU av begränsade exportmöjligheter?

Den potentiella utbyggnaden av förnybar el i Sverige är större än vad det är möjligt att hantera i det nuvarande elsystemet. En mycket stor utbyggnad av förnybar el resulterar i att elproduktionen varken kan användas inom Sverige eller exporteras, framför allt under vissa perioder. Resultatet blir sjunkande elpriser som behöver kompenseras med högre stödnivåer.

På sikt går det att investera mer i elsystemet och möjliggöra en högre utbyggnad, men det ska då ställas i relation till kostnaden. En kostnadseffektiv utbyggnad av förnybar el i EU kommer att kräva regionala samarbeten kring nätfrågor och utbyggnad.

7.3.3 Vem betalar för utbyggnaden och vem får nyttan?

Kostnaden för de stödsystem som finns inom EU betalas ofta av elkunderna i den egna nationen. Att ingå i ett samarbete om stöd för förnybar el med en annan nation kan innebära att elkunder bekostar utbyggnad i ett annat land.

Även om kostnaden för stödet blir lägre så måste det då i så fall vägas mot den nytta produktionen hade kunnat ge det egna landet i form av till exempel ytterligare tillgång till el, lägre elpriser och näringslivsutveckling.

Nyttan för EU kan bli stor men utan direkt styrning från kommissionen kan det vara politiskt svårt att genomföra samarbetsmekanismer av detta slag om inte elsystemen och regelverken är mycket lika varandra eller om det av praktiska skäl eller av acceptansskäl inte finns möjlighet att bygga mer i det egna landet.

Resonemanget kan också föras om Sverige väljer att bygga ut mer än vad EU har ålagt oss. Elkunderna i Sverige betalar då för något som något annat land inte behöver göra. I EU blir utbyggnaden lika stor. Även om det till viss del kan vara till nytta för Sverige så kan det också bli en nackdel för EU om det byggs för mycket förnybar elproduktion på ett ställe men inget alls där det kanske hade behövts bättre.

Det blir också viktigt att ha en diskussion kring vem som ska betala för eventuella nätförstärkningar och utlandsförbindelser särskilt om detta inte är koordinerat inom hela EU.

7.3.4 Var inom EU gör den förnybara elproduktionen mest nytta?

Med en harmoniserad elmarknad, ett gemensamt regelverk och marknadsbaserat stöd för förnybar el inom det europeiska elsystemet skulle frågan om var den förnybara elproduktionen gör mest nytta vara mindre aktuell, då prissignaler med rätt design skulle styra aktörer mot kostnadseffektiva investeringar. I dag ser det inte ut så och då är frågan mer aktuell. Utbyggnaden av förnybar el bör först göras där det finns potential, där behovet av el är högt och möjligen också där den förnybara elproduktionen gör mest nytta för klimatet och miljön.

För att detta ska ske krävs att det nationella behovet åsidosätts för ett EU-perspektiv då det med största sannolikhet innebär att vissa länder får ett större produktionsunderskott och inte inom den nationella systemgränsen kan uppnå en god leveranssäkerhet. Kostnaden för EU i stort skulle dock troligen bli betydligt lägre.

7.3.5 Vilka övriga regionala samarbeten finns?

Elmarknaderna i EU blir allt mer harmoniserade och med nya nätkoder och energiunionen finns ambitionen att även andra regelverk inom energiområdet blir mer harmoniserade. Fortfarande råder dock varje nation över sin energimix, i viss mån över stödsystem (statsstödsreglerna begränsar) och nätutbyggnad. Detta kan begränsa intresset för länder att ingå samarbeten kring stöd till förnybar el.

7.4 Svensk havsbaserad vindkraft för att uppnå klimatmålet

Enligt EU:s energistrategi ska klimatmålet uppnås dels genom EU-ETS och dels genom åtgärder i den icke-handlande sektorn. Eftersom energisektorn är en del av EU-ETS bör inte stöd till förnybar elproduktion ses som en direkt klimatåtgärd eftersom det inte innebär en sänkning av de totala utsläppen. Det bör också tilläggas att svensk elproduktion har en mycket låg klimatpåverkan. En överproduktion av el i Sverige kan ge möjlighet att ersätta mer klimatpåverkande elproduktion utanför Sverige men mycket av elexporten går till andra nordiska länder där klimatpåverkan i vissa fall också är begränsad.

Det stöd som föreslogs i förra rapporten kunde kosta elkunderna upp mot 100 miljarder kronor. Klimatinsatser motsvarande dessa summor skulle kunna göra betydligt mer klimatnytta i sektorer med höga CO_2-utsläpp såsom transportsektorn, enligt Energimyndighetens bedömning.

7.5 Mål, strategier och planering i Sverige

Sverige har ett antal mål och strategier som berör energi och miljö. I detta avsnitt redovisas de mål som bedöms relevanta för denna rapport.

Energikommissionen

En överenskommelse[73] har nåtts inom den parlamentariska utredningen Energikommissionen. I juni 2016 enades Socialdemokraterna, Miljöpartiet, Moderaterna, Centerpartiet och Kristdemokraterna om Sveriges långsiktiga energipolitik. ”Överenskommelsen utgör en gemensam färdplan för en kontrollerad övergång till ett helt förnybart elsystem, med mål om 100 procent förnybar elproduktion år 2040.” Energiöverenskommelsen innehåller följande mål:

- Senast år 2045 ska Sverige inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären, för att därefter uppnå negativa utsläpp.
- Målet år 2040 är 100 procent förnybar elproduktion. Detta är ett mål, inte ett stoppdatum som förbjuder kärnkraft och innebär inte heller en stängning av kärnkraft med politiska beslut.
- Ett mål för energieffektivisering för perioden 2020 till 2030 ska tas fram och beslutas senast 2017.

Energikommissionen lämnade sitt slutbetänkande[74] 9 januari 2017.

Enligt överenskommelsen ska elcertifikatssystemet förlängas och utökas med 18 TWh till 2030. Elnäten och överföringskapaciteten inom Sverige har stor betydelse. Utvecklingen av överföringssystemet ska ses ur ett perspektiv som sträcker sig bortom Sveriges gränser. ”Genom bättre sammanbindning av elnäten mellan länderna kring Östersjön skapas också bättre förutsättningar för samhällsekonomiskt effektiv utbyggnad av vindkraftsparker till havs.” I överenskommelsen nämns att anslutningsavgifterna till stamnätet för havsbaserad vindkraft bör slopas. Detta kommer troligen innebära ett kommande uppdrag till Svenska Kraftnät eller annan myndighet.

En stor utmaning är att förändra energipolitiken från att nästan enbart fokusera på levererad mängd energi (TWh) till att även se till att det finns tillräckligt med effekt (MW). Ett viktigt steg bör vara att se över regelverk på energiområdet och modifiera dem så att de är anpassade till effektutmaningen. Det är viktigt att se över regelverk på energiområdet. Hit hör såväl frågor rörande marknadsdesign som insatser på produktions-, överförings- och efterfrågesidan.” Mer om effekt- och överföringsfrågan diskuteras i kapitel 6 (Roll i elsystemet).

I denna rapport förutsätts 18 TWh byggas ut inom ramen för elcertifikat till år 2030 och målet om 100 procent förnybar el är ett ramverk för diskussionerna till den långsiktiga utvecklingen för elsystemet.

7.5.1 Maritim strategi

I uppdraget ingår att redovisa hur en eventuell utveckling av havsbaserad vindkraft kan bidra till regeringens maritima strategi[75]. Visionen för arbetet med

[73] http://www.regeringen.se/contentassets/b88f0d28eb0e48e39eb4411de2aabe76/energioverenskommelse-20160610 .pdf

[74] http://www.regeringen.se/rattsdokument/statens-offentliga-utredningar/2017/01/sou-20172/

[75] N2015/06135/MRT

strategin är ”konkurrenskraftiga, innovativa och hållbara maritima näringar som kan bidra till ökad sysselsättning, minskad miljöbelastning och en attraktiv livsmiljö.”

Genom dialog med berörda aktörer har regeringen identifierat områden där åtgärder behövs för att nå visionen. Strategin anger riktningen för hur visionen kan nås och sägs vara en process snarare än en slutprodukt. Havsbaserad vindkraft hör till delområde ”Havet som naturresurs (livsmedel, energi från våg, vatten och vind …” under åtgärdsområde ”Förutsättningar för näringslivet och branschspecifika åtgärder”.

I strategin nämns att Sverige har en av Europas längsta kustlinjer och en stark tradition av maritim verksamhet. Näringar med goda möjligheter för tillväxt och där nytta kan dras av den globala expansion som förutspås inom området. Samtidigt innebär ökade anspråk på havs- och kustområden, användning av marina resurser och tillväxt inom besöksnäringen ett ökat tryck på hav och kust.

En satsning på havsbaserad vindkraft bör stimulera den här delen av näringslivet å ena sidan men ger miljöeffekter på havsmiljön å den andra. Dock är vindkraft ett produktionsslag med relativt liten miljöpåverkan och med goda möjligheter till samexistens med andra intressen

Det är också viktigt att beakta att eftersom samhällets resurser är begränsade innebär en satsning inom det havsbaserade området samtidigt mindre satsningar på andra områden. En mer ingående beskrivning av konsekvenser för näringsliv, miljöeffekter samt samhällsekonomisk analys vid en eventuell satsning beskrivs i kapitel 9.

Havs- och vattenmyndigheten (HaV) arbetar för närvarande (feb 2017) med att ta fram indikatorer för den maritima strategin, som gör det möjligt att följa upp om strategin följs.

7.5.2 Havsplanering

Sverige fick 2014 en ny lagstiftning som innebär att staten upprättar ett system för planering av havet. HaV ansvarar för havsplaneringen i landet[76] och utarbetar förslag till havsplaner. De nationella myndigheterna och länsstyrelserna bistår (tre samordnande länsstyrelser), kommunerna ges möjlighet att medverka liksom regionalt utvecklingsansvariga aktörer samt bransch- och intresseorganisationer. Regeringen beslutar om havsplanerna.

Havsplanen kan liknas vid den kommunala översiktsplanen genom att den bland annat ska behandla riksintressen och ge uttryck för aktuella politiska ställningstaganden. Havsplanerna omfattar Sveriges havsområden, territorialhavet och ekonomisk zon, men inte området närmast kusten. Planeringen av kusten sker genom kommunernas översiktsplanering. Mellankommunala och statliga frågor

[76] https://www.havochvatten.se/hav/samordning--fakta/havsplanering/havsplanering-i-sverige/svensk-havsplanering.html

samordnas av länsstyrelsen. Havsplanerna utgör vägledning för myndigheter och kommuner när de prövar anspråk på användningen av havsområden. Havsplanerna kommer därför påverka möjligheterna att få tillstånd att uppföra vindkraftparker till havs i svenska vatten. Hur havsbaserad vindkraft påverkas av havsplanerna redovisas i kapitel 4.4.

Havsplaneringen är under våren 2017 inne i en fas av avstämning i tidigt skede. Dialogen kommer att pågå till 2019 då ett slutligt förslag på havsplaner ska lämnas till regeringen.

8 Näringslivsutveckling

Stora investeringar i vindkraft har gjorts och kommer att göras i världen under de närmaste decennierna, vilket skapar förutsättningar för näringslivsutveckling inom detta område även för Sverige. I detta avsnitt beskrivs näringslivsverksamheten som är kopplad till vindkraft i Sverige och världen idag och den potentiella näringslivsutvecklingen vid en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige analyseras närmare. Näringslivet delas här in i sju olika delar som beskrivs var för sig med avseende på marknad, befintliga företag och svensk potential.

8.1 Energimyndighetens samlade bedömning

Svenskt näringsliv inom vindkraftsområdet verkar i stor utsträckning på den internationella marknaden. Delar av vindkraftsindustrin, främst drift och underhåll, bygg och anläggning samt vindelproducenterna, är dock mer eller mindre kopplat till en faktisk utbyggnad i Sverige.

Näringslivet är splittrat och mångfasetterat med både svenska företag verksamma i Sverige och utomlands och utländska aktörer verksamma i Sverige. Bedömningen av hur omfattande verksamheten är, och kan bli, försvåras av att statistiken i dagsläget är bristfällig.

Marknadsvärdet av en utbyggnad av 15 TWh havsbaserad vindkraft är cirka 140–230 miljarder kronor men utgör bara någon procent av världsmarknaden. En utbyggnad av denna omfattning förväntas därför inte nämnvärt påverka den svenska vindkraftsindustrin som redan exporterar till en global marknad.

Hur stor del av detta marknadsvärde från havsbaserad vindkraft som kommer svenskt näringsliv till del kommer till stor del att bero på vindkraftsprojektörernas val av underleverantörer men potentialen bedöms uppgå till 10–30 procent. För att uppnå en så stor andel regionala arbetstillfällen som möjligt finns det behov av insatser som syftar till att förbereda det regionala och lokala näringslivet på de affärsmöjligheter som uppstår vid en vindkraftsetablering. Exempel på sådana åtgärder är att göra prognoser över arbetstillfällen vid vindkraftsetableringar, inventera lokalt och regionalt företagande i berört område och se över hur företagandet stämmer överens med de kompetenser som kommer att krävas. Andra möjliga insatser är att ordna näringslivsträffar och utbildningstillfällen, bevaka utbildningsplatser inom vindkraftsområdet och analysera efterfrågan och tillgång på vindkraftsutbildad personal.

Möjligheten för svenskt näringsliv att utveckla en vindkraftsindustri runt en specifik innanhavsteknik bedöms inte som trolig eftersom vindkraftsutbyggnaden inom innanhav handlar om specifika förutsättningar snarare än en specifik teknik.

I kapitlet visas att det finns specifika skillnader i näringslivet för landbaserad vindkraft och havsbaserad vindkraft. Dock är de generella slutsatserna desamma gällande svensk näringslivsutveckling.

Näringslivsutvecklingspotentialen vid en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige summeras i Tabell 8.1 och är indelad i sju verksamhetsområden. Det är i många fall svårt att bedöma en realistisk potential. Bedömning gäller också enbart havsbaserad vindkraft och ska ej tillämpas för landbaserad vindkraft.

Turbintillverkning – Potentialen bedöms som mycket liten. Det är en stor marknad men Sverige har ingen turbintillverkare och det är inte sannolikt att en svensk teknisk utveckling och produktion av vindkraftverk kommer att utvecklas.

Elinstallation – Potentialen bedöms som liten. Kabelmarknaden är global och konkurrensutsatt marknad som domineras av få och stora internationella företag. Sverige har två företag ABB och Nexans. En kraftig utbyggnad utanför Sveriges Östersjökust skulle bara ge en marginell effekt på den globala marknaden och har därför en svag koppling till näringslivsutveckling i Sverige.

Fundament – Potentialen bedöms som liten till mycket stor. Fundamentmarknaden består idag uteslutande av monopile på grund av bottenförhållandena i Nordsjön. Dagens marknad för gravitationsfundament är därför liten och domineras av få utländska företag. Östersjön skiljer sig dock från Nordsjön eftersom grundområden i Östersjön lämpar sig för gravitationsfundament. En utbyggnad i Östersjön skulle därför utöka marknaden nämnvärt och skapa en hemmamarknad som kan öppna möjligheter för svenska byggföretag att utveckla en ny verksamhet. Det är dock mycket svårt att sia om det är svenska företag eller utländska företag som kommer att ta den marknaden.

Bygg och anläggning – Potentialen bedöms som stor. Branschen är splittrad och mångfasetterad med både svenska aktörer verksamma i Sverige och utomlands och utländska aktörer verksamma i Sverige. Det är en verksamhet med relativ stor lokal och regional andel. Med en hemmamarknad finns det goda förutsättningar för att utveckla verksamheter inom till exempel installationsfartyg, enklare och flexiblare lösningar genom hela logistikkedjan som också betyder högre tillgänglighet och kostnadseffektivitet samt möjlighet till förmontage och förberedande installation i svenska hamnar.

Drift och underhåll – Potentialen bedöms som stor. Driften av en vindkraftspark kräver en lokal verksamhet. Det innebär att en utbyggnad i Sverige kommer att generera lokala jobb och företag inom detta område. Underhållet sker vid specifika tider på året och kräver specialistkunskaper som medför att turbiner behöver underhållas av antingen vindkraftstillverkarna själva eller av specialiserade företag som kan anlitas från andra länder. Det finns därför en möjlighet för inhemska aktörer att inta denna marknad och en exportpotential, men också konkurrens från utländska aktörer. På grund av att det endast finns marknadsanalyser som är framtagna av vindkraftsbranschen är det svårt att göra en objektiv bedömning av konkurrensläget för svenska aktörer. Vår bedömning är dock, utifrån erfarenheter från landbaserad vindkraft i Sverige och från havsbaserad vindkraft i andra länder att det finns en möjlighet till näringslivsutveckling i Sverige inom denna sektion.

Avveckling – Potentialen bedöms som mycket liten inom tidshorisonten 15–25 år. Marknaden är i sin linda eftersom det är få vindkraftsverk som har uppnått sin livslängd (20–30 år). Det innebär att det inte finns någon etablerad industri idag

och att näringsutvecklingen kommer att drivas i första hand av utbyggnaden på land eftersom det är där man byggde först. En utbyggnad av havsbaserad i Sverige kommer att generera en marknad troligen tidigast år 2050.

Vindelproducenter – Stora energiföretag som bygger havsbaserad vindkraft agerar på en internationell marknad där en hemmamarknad har en svag koppling till företagets tillväxt. Det är dock möjligt att andra stora aktörer till exempel basindustri, investerar i svensk havsbaserad vindkraft för att garantera leverans av grön energi till ett förutsägbart pris till deras produktionsanläggningar i Sverige.

Tabell 8.1 Bedömning av näringslivsutvecklingspotential i Sverige inom en period på 15–25 år med antagandet av en utbyggnad av cirka 15 TWh havsbaserad vindkraft i Svenska vatten. (femgradig skala: mycket liten, liten, medelstor, stor, mycket stor). Anm: Andel av LCOE baseras på Swecos beräkningar för tre olika typprojekt i Östersjön i huvudscenariet år 2020.

	Andel av LCOE*	Andel svensk-tillverkat	Andel lokal/ regional	Vikten av en hemmamarknad för svensk näringslivs-utveckling	Potential för svensk närings-utveckling
Turbintillverkning	34 %	0–10 %	0 %	liten	mycket liten
Elinstallation	8 %	17%	0 %	liten	liten
Fundament	12 %	0–100 %	0 %	stor	mycket liten till mycket stor
Bygg och anläggning	12 %	15–30 %	15–30 %	stor	stor
Drift och underhåll	30 %	20 %	14 %	medelstor	stor
Avveckling (nedmontering & Återvinning	5 %	NA	NA	mycket liten	mycket liten
Vindelproducenter	NA	75 %	NA	liten till stor	medelstor

8.2 Vindkraftsmarknaden

År 2015 byggdes globalt cirka 63 GW vindkraft. Totalt fanns cirka 433 GW installerad effekt i slutet av 2015 av vilken merparten byggts under de senaste 10 åren[77].

Fram till 2040 väntas en kraftig utbyggnad av vindkraften i världen. Enligt IEA Outlook 2016 kommer elproduktion från vindkraften att öka från 717 TWh år 2014 till 3 132 TWh år 2040. Det totala värdet för vindkraftsmarknaden mellan 2016 och 2040 uppskattas till $ 3 100 miljarder (2015 års realvärde)[78]. Havsbaserad vindkraft kommer att stå för en betydande del av denna marknad, men landbaserad vindkraft förblir störst. Enligt den europeiska Joint Research Center kommer den totala installerade vindkraften i världen vara 1 916 GW år 2050 varav 530 GW havsbaserad. I Europa är dock skillnaden mindre med 281 GW landbaserad och 222 GW havsbaserad[79].

[77] GWEC. Global Wind Report 2015

[78] BNEF, 2016, New Energy Outlook 2016 8 Key Findings Presentation

[79] Joint Reserach Center, 2015. 2014 JRC wind status report

Utbyggnaden av landbaserad vindkraft i Sverige har också varit stor med en total installerad effekt på 6,3 GW och en produktion på cirka 15 TWh. Med en ny ambition inom elcertifikatsystemet på 18 TWh till år 2030 och ett mål om 100 procent förnybar el till år 2040 kommer vindkraftsmarknaden fortsätta växa. Hur mycket vindkraft, eller specifikt land- eller havsbaserad, beror bland annat på dess framtida konkurrenskraft och möjlighet att få miljötillstånd.

Det totala marknadsvärdet av en särskild svensk satsning på runt 15 TWh havsbaserad vindkraft med produktionskostnad på 49–76 öre per kWh är mellan 140–230 miljarder kronor på en 20-årsperiod vilket motsvarar mellan 0,5–2 procent av världsmarknaden. I vilken utsträckning det svenska näringslivet kan ta del av den marknaden analyseras vidare i kapitlet. Viktigt att poängtera är att det svenska näringslivet inte är begränsad till den svenska marknaden utan kan och har marknadsandelar på den internationella vindkraftsmarknaden.

8.3 Nuläge

Näringslivsverksamheten inom vindkraftsområdet innefattar dels verksamheter relaterade till projektering, konstruktion och installation samt driftsfasen och nedmontering och dels verksamhet relaterad till vindelförsäljning.

Utöver dessa två verksamheter som genererar direkta arbetstillfällen inom vindkraften finns också indirekta sysselsättningseffekter som är ett resultat av köp av varor och tjänster i nästa led i värdekedjan. Det vill säga sysselsättningseffekter som orsakas av vad företag i de olika leverantörsleden, liksom deras anställda, spenderar i den lokala ekonomin.

8.3.1 En stor bransch i vissa länder men mindre i Sverige

Aktörer inom näringslivet för vindkraft är verksamma på en global marknad och har många anställda världen över. Det finns dock ingen global standardiserad statistisk över antalet sysselsätta bland annat på grund av olika avgränsningar av branschen, samt svårigheter med att räkna in andel sysselsatta i företag som inte enbart är verksamma inom vindkraftsindustrin och svårigheten med att ta hänsyn till de indirekta effekterna. Detta medför att tillgängliga siffror uppvisar en stor spridning. Därför ska följande siffror ses som indikativa.

GWEC anger antalet sysselsatta i Europa till 255 000[80] och enligt Wind Europe har vindkraftsindustri i Europa en omsättning på 72 miljarder Euro per år[81]. De dominerande länderna i Europa inom vindkraftsindustrin är Tyskland och Danmark. År 2014, omsatte tysk vindkraftsindustri 11,8 miljarder euro ($13,1 miljarder) med 149 200 anställda varav 130 500 inom landbaserad vindkraft och 18 700 inom havsbaserad[82]. Den starka tyska vindkraftsindustrin förklaras av en ledande ställning inom teknikkunnande och en stark hemmamarknad med 6 013 MW ny installerad effekt 2015 och en total installerad effekt på 44 947 MW i slutet av 2015[83].

[80] GWEC. Global Wind Report 2015

[81] windeurope.org. https://windeurope.org/about-wind/wind-energy-today/

[82] STROM-report. http://strom-report.de/renewable-energy/

[83] GWEC. Global Wind Report 2015

Danmark

Danmark var tidigt aktivt inom vindkraft till havs bland annat med världens första havsbaserade vindkraftspark redan 1991. Dock har näringslivsutvecklingen inom vindkraft i Danmark skett tack vare utbyggnaden på land[84] där det funnits en gynnsam hemmamarknad med höga elpriser inledningsvis och statligt investeringsstöd med start 1979, följt av produktionsstöd. Dessa under lång tid gynnsamma förutsättningar har i stort sett tillkommit i politisk enighet, och är en grundläggande förklaring till de danska framgångarna[85].

Danmark har idag en relativt blygsam hemmamarknad med en utbyggnad på 217 MW under 2015 och en total installerad effekt på 5 063 MW i slutet av 2015. Vindkraftsindustrin är dock fortfarande en viktig näringslivsgren med en total omsättning på 108,4 miljarder dkr år 2015 (varav 20,5 miljarder dkr för elkablar till vindkraft och 87,9 miljarder dkr inom övrig vindkraftsindustri). Export stod för 48,3 miljarder dkr vilket är 4,6 % av Danmarks totala export. Antalet sysselsatta var 31 251 varav 1 641 inom energikablar[86].

Danska Vestas är näst största vindkrafttillverkare med 12,6 procent av världsmarknaden bakom kinesiska Goldwind[87]. Vestas hade 20 507 anställa världen över i slutet av 2015 varav 10 282 inom tillverkning och materialanskaffning, 7 682 inom försäljning och drift och underhåll, och 1 292 inom produktutveckling[88]. Vestas är ett internationellt företag med endast fem procent av sin försäljning i Danmark och med 80 procent av sina anställda i andra länder.[89]

Storbritannien

I Storbritannien har vindkraftsmarknaden växt som ett resultat av en satsning på förnybar energi via ett elcertifikatsystem och ett nyligen implementerat anbudssystem, ”Contract for Difference” (CfD). I november 2016 hade Storbritannien 9 087 MW landbaserad vindkraft och 5 098 MW havbaserad. Storbritannien dominerar marknaden för havsbaserad vindkraft med 40 procent av världens installerade effekt[90] och siktar på att ha 10 GW havbaserad år 2020[91].

I resten av världen är Kina och USA de två länder med störst utbyggnad av vindkraft, 114 609 MW och 74 471 MW respektive i slutet av 2015, och betydande tillhörande industri, 280 000 anställda i Kina och 88 000 i USA[92].

---

[84] Staffan Jacobsson, K. K. (2014). Towars a strategy for offshore wind power in Sweden. *Systems Perspectives on Renewable Power* (ss. 160-171)

[85] Staffan Engström (2015). Historien om den svenska vindkraften. ISBN: 9789176111192

[86] DAMVAD til Vindmølleindustrien. (2016). Branchestatistik for Vindmølleindustrien

[87] BNEF. Top 10 wind turbine manufacturers by commissioned capacity in 2015

[88] Vestas årsredovisning 2016, p130. https://www.vestas.com/en/investor/financial_reports

[89] http://www.newsoresund.se/vestas-vd-danmark-och-sverige-mer-lika-an-manga-tror/

[90] http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report_April-2016_22_04.pdf

[91] UK Trade & Investment. UK offshore wind: Opportunites for trade and investment http://www.greeninvestmentbank.com/media/44638/osw-pitchbook_ukti_june-2015.pdf

[92] Global Wind Report 2015, GWEC. www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report_April-2016_19_04.pdf

Sverige

Sverige har en relativ stor utbyggnad av vindkraft med drygt 600 MW nyinstallerad effekt under 2016 och cirka 6 300 MW total installerad effekt. Den havsbaserade vindkraften i Sverige utgör endast 5 procent med de fem parkerna Lillgrund (110,4 MW) i Öresund, Kårehamn med (48 MW) utanför Ölands kust och Vindpark Vänern (30 MW) i Vänern, Bockstigen (2,8 MW) utanför Gotland och Utgrundet I (10,4 MW) i Kalmar sund.

Sverige har ingen tillverkare av vindkraftverk varken för land- eller havsbaserad vindkraft. Det finns dock flera underleverantörer till vindkrafttillverkare (komponenttillverkare) som är verksamma i Sverige, det vill säga svenska bolag eller utländska bolag med tillverkning i Sverige, som levererar till en global marknad. Exempel på detta är Enercons torntillverkning i Malmö, ABB:s generatorer och elektronik, SKF:s kullager, SSAB:s stål samt Carbex som levererar grafitborstar för generatorer[93]. Det finns också företag som levererar kringtjänster som logistik, transport, metallomarbetning, mjukvara till vindturbintillverkarna och deras underleverantörer.

Enligt den senaste större undersökningen på området var omsättningen under 2011 i vindkraftssegmentet 9,4 miljarder kronor baserat på en kartläggning över 200 företag[94] i ett läge då vindkraftsproduktionen i Sverige var cirka 6 TWh. Huvuddelen av omsättningen (runt 7 miljarder kronor) fanns inom tillverkningsindustrin, och man bedömde att det mesta gick till export då vindkraftverkstillverkning inte fanns i någon större omfattning i Sverige. Samma år var intäkterna för vindkraftsproduktionen från el och elcertifikat strax under 4 miljarder kronor.

Det finns ingen officiell statistisk över antalet anställda inom svensk vindkraftsindustri och det finns en stor spridning mellan olika källor. Branschorganisationen Svensk Vindenergi anger cirka 4 000 personer för 2015[95]. I en kartläggning gjord av Power Väst anges att antalet årsarbetskrafter inom hela sektorn låg på mellan 6 900–12 700 år 2010. Beräkningen baseras på schabloner på sysselsättning från andra studier och statistik från andra länder, där sysselsättningen beräknas baserat på den svenska utbyggnaden av vindkraft[94]. I boken *Historien om den svenska vindkraften* använder Engström en sysselsättningsstudie från WSP från 2010 och kartläggningen gjord av Power Väst för att uppskatta sysselsättningen i Sverige 2014. Enligt dessa beräkningar uppgick antal anställda inom vindkraftsindustrin 2014 till knappt 10 000, varav drygt hälften är verksamma inom bygg och anläggning, 25 procent arbetar med drift- och underhåll och knappt 20 procent inom tillverkning av komponenter[96].

Bedömningarna av antalet sysselsatta inom vindkraftsindustrin i Sverige indikerar att svensk vindkraftsindustri är mindre jämfört med bland annat Danmark och

[93] För mer info om företagen verksamma inom vindkraft se http://www.windindustry.se/index.php

[94] Power Väst. (2012). Kartläggning av sysselsättningseffekter från vindkraft. Ecoplan

[95] http://www.vindkraftsbranschen.se/vinskraft-ger-jobb/

[96] Staffan Engström (2015). Historien om den svenska vindkraften. ISBN: 9789176111192

Tyskland huvudsakligen på grund av att turbintillverkning inte finns etablerad i Sverige.

Den del av näringslivet som kopplar mer direkt till utbyggnaden i Sverige är i första hand drift och underhåll samt bygg och anläggning. Därutöver finns också vindelproducenterna som diskuteras i nästa avsnitt.

8.3.2 Stor spridning med både konsolidering och nya aktörer bland vindelproducenterna

Det finns en stor spridning bland vindelproducenter i Sverige, från små vindkraftsägarföreningar till traditionella kraftbolag som svenska Vattenfall och från specifika vindkraftsägande bolag till fastighetsbolag och basindustri. Dock domineras utbyggnaden idag av kraftbolagen och vindkraftsbolagen (se Tabell 8.2). Värt att notera är också att under 2013 och 2014 var den enskilda aktör som byggde mest vindkraft det samgående bolaget mellan energibolaget statkraft och skogsindustrikoncernen SCA.

Tabell 8.2 Vindkraftverk över 100 kilowatt införda i elcertifikatregistret under 2014. Grunddata från certifikatregistret, Energimyndigheten. Källa: Staffan Engström 2015[96]

Ägare	Antal	Effekt MW	Beräknad produktion GWh	Andel
Kraftföretag, kommunalt energiföretag	88	227	675	25 %
Förening för vindkraftsägande	2	4	13	0,5 %
Bolag för vindkraftsägande	137	326	987	37 %
Företag med annan huvudverksamhet än energi	57	166	479	18 %
Privatperson, eget företag	2	2	6	0,2 %
Basindustri	23	60	195	7 %
Fastighetsbolag, även kommunalt	11	24	68	3 %
Finansiella företag	26	67	209	8 %
Kommuner, landsting	9	18	55	2 %
Summa	**355**	**894**	**2**	**685**

Det finns också nya aktörer inom landbaserad vindkraft där ägarna av projektet är slutkunden till exempel Google eller Ikea. Genom sitt ägande vill dessa företag säkra en grön elleverans till ett förutsägbart pris.

Inom havsbaserad vindkraft ser ägarbilden annorlunda ut. På grund av att projekten ofta är stora är projektutvecklarna i de flesta fall energiföretag som agerar på en internationell marknad. I Europa som är den dominerande marknaden var danska DONG Energy den största ägare av havsbaserad vindkraft under 2015 med 15,6 procent. De andra är tyska E.ON (9,6 %), svenska Vattenfall (8,9 %), tyska RWE Innogy (6,4 %) och tyska Stadtwerke München (3,8 %)[97].

[97] EWEA. EWEA-European-Offshore-Statistics-2015

I Sverige ägs Lillgrund av Vattenfall, Kårehamn av E.ON, och Vindpark Vänern ägs av Vindkraft Gässlingen Ekonomisk förening, Kyrkvinden Ekonomisk förening och Petterssons Vind AB (tidigare Gåsungarna AB), samt Karlstads Energi AB, Karlstads Bostads AB, och Hammarö kommun.

Svensk basindustri har även visat intresse för den havsbaserade vindkraften, exempelvis för projektet Blekinge Offshore[98], som dock fick avslag av regeringen i februari 2017. Medfinansiärer till projektet var AGA, AkzoNobel, Boliden, Cementa, Holmen, Korsnäs, LKAB, StoraEnso och Billerud.

8.4 Potential för näringsutveckling inom havsbaserad vindkraft

I denna analys har vi valt att dela in företagens verksamhet i sju verksamhetsområden:

- vindkraftverkstillverkning – företagen som levererar turbiner och torn
- elanslutning – företagen som levererar utrustning för elanslutning: transformatorstation till havs, elkablar för anslutning av turbinerna till transformatorstationen (intra-array-kabel) och från transformatorstationen till anslutningspunkten på land (exportkabel)
- fundament – företagen som levererar fundament
- bygg och anläggning – företagen som levererar tjänster under bygg och anläggningen från tillståndsprocessen till själva installationen av vindkraftsanläggningen
- drift och underhåll – företagen som sysslar med drift och underhåll under livslängden (typiskt mellan 20 till 30 år) för vindkraftsanläggningen
- nedmontering och återvinning – företagen som jobbar med nedmontering och återvinning av vindkraftsverksanläggningen
- vindelproduktion – företagen som producerar och säljer vindkraftsel

Potentialen för näringslivsutveckling i Sverige är beroende av marknadsstorleken, både internationellt och nationellt, och förmågan hos svenska företag att ta marknadsandelar i denna. I denna analys är dock fokus på hur svenskt näringsliv kan påverkas av en inhemsk utbyggnad av havsbaserad vindkraft.

Potentialen inom varje verksamhetsområde kopplas därför till fördelningen för den totala kostnaden mellan dessa verksamhetsområden. Tabell 8.3 nedan anger respektive verksamhetsområdes andel av de totala produktionskostnaderna (LCOE) baserat på Swecos kostnadsanalys för ett antal typprojekt i Östersjön år 2020 i huvudscenariot.

[98] Bleckinge Offshore. http://blekingeoffshore.se/

Tabell 8.3 Värdefördelning av verksamhetsområden. Källa: Sweco 2017

Verksamhetsområde	Andel av LCOE
Turbintillverkning	34 %
Elanslutning	8 %
Fundament	12 %
Bygg och anläggning	12 %
Drift och underhåll	30 %
Nedmontering & Återvinning	5 %
Elproduktion	NA

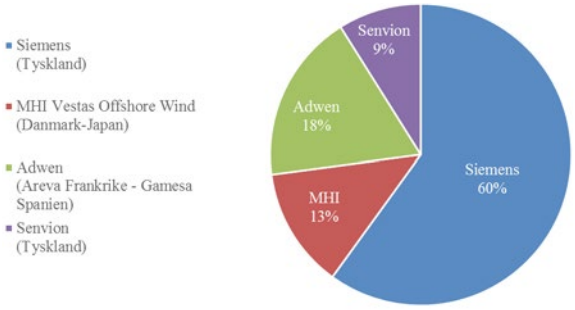
Nedan kommer vi att beskriva näringslivsutvecklingspotentialen inom de olika verksamhetsområdena med antagandet av utbyggnad i Östersjön utanför Sveriges kust.

8.4.1 Vindkraftverkstillverkning

Studier visar att den enskilt största samhällsekonomiska effekten inom vindkraftsindustrin står att finna inom turbintillverkning. Detta är en konsekvens av att turbinen är den enskilt största kostnadsposten för etablering av vindkraft till havs.

Företagen

Vindkraftverken är till 100 procent utländskt tillverkade, det vill säga en importvara i Sverige. Inom havsbaserad vindkraft domineras marknaden av få och stora företag där Europa är ledande, se Figur 8.1.



Figur 8.1 Havsbaserad vindkraftstillverkares andelar av utbyggnaden år 2015. Källa EWEA 2016 [99]

Under de senaste åren har det skett en konsolidering av turbintillverkare i kölvattnet av jakten på lönsamhet. MHI Vestas Offshore Wind bildades mellan Mitsubishi och Vestas april 2014[100], och tyska Siemens och spanska Gamesa annonserade i juni 2016 att de ska slå ihop deras turbintillverkning[101].

[99] EWEA. EWEA-European-Offshore-Statistics-2015

[100] http://www.mhivestasoffshore.com/about-mhi-vestas-offshore/

[101] https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-06-17/gamesa-gets-siemens-merger-approval-to-expand-wind-turbine-units

Vindkraftstillverkare har olika stort antal komponenter i sina verk som kan vara tillverkade i Sverige eller av svenska företag. Det är därför svårt att uppskatta andelen svenska komponenter i vindkraftsverken som installeras i Sverige. I en studie från 2012 uppskattade IUC att denna andel sannolikt kan ligga mellan 0–10 procent av värdet i ett vindkraftverk.

Effekt av en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige

Möjligheten för Sverige att bli en ledande nation ifråga om teknisk utveckling och produktion av vindkraftverk bedöms som förhållandevis liten mot bakgrund av den snabba utveckling som sker och den dominans som andra länder redan skaffat sig på marknaden. I en överetablerad marknad med stora och få leverantör av turbiner för havsbaserad vindkraft finns det dock fortfarande företag som försöker slå sig in med nytt angreppsätt. Ett sådant exempel är företaget 2B-energy i Nederländerna som utvecklar en tvåbladig havsbaserad vindturbin och utlovar lägre kostnader än standardtrebladiga turbiner som erbjuds på marknaden idag[102].

Möjligheten för svenskt näringsliv att utveckla en vindkraftsindustri runt en specifik innanhavsteknik bedöms inte som trolig eftersom vindkraftsutbyggnaden inom innanhav handlar om specifika förutsättningar snarare än en specifik teknik. Möjligen kan en turbin anpassad för Östersjön utvecklas men det är då snarare en fråga om mindre modifieringar av existerande produkter.

Den befintliga svenska tillverkningsindustrin är underleverantörer till utländska turbintillverkare som levererar turbiner till en global marknad. Vid en kraftig utbyggnad av havsbaserad vind kommer den svenska marknaden att vara större än idag men fortfarande bara en liten del av den globala havsbaserade vindkrafts-marknaden (cirka 0,5–2 procent vid en utbyggnad av 15 TWh).

Huruvida utländska aktörer kan komma att etablera en turbintillverkning i Sverige vid en kraftig utbyggnad längs Sverige Östersjöns kust är också mycket svårt att sia om. Det finns dock exempel i Storbritannien där en satsning på havsbaserad vindkraft har lett till att Siemens beslutade att anlägga en fabrik i England.

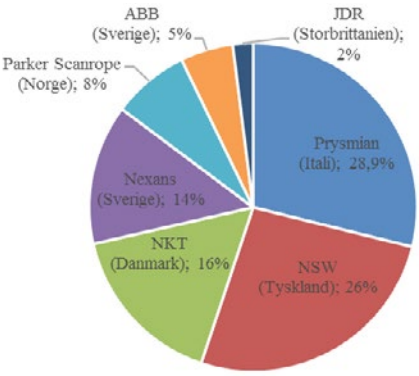
Slutsatsen är att en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige kommer att ha en begränsad näringslivsutveckling inom vindkraftverksområdet i Sverige, då den svenska marknaden snarare är en delmängd av den internationella marknaden för havsbaserad vindkraft. Det är inte sannolikt att en svensk teknisk utveckling och produktion av vindkraftverk kommer att utvecklas.

8.4.2 Elinstallation

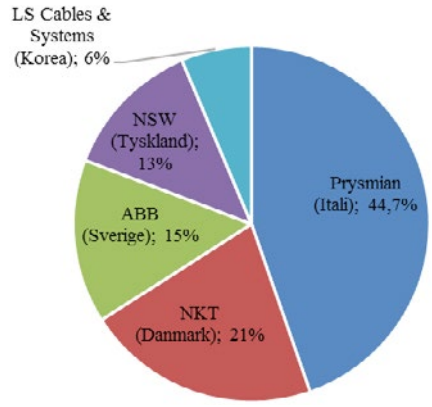
Kabelmarknaden är global och domineras av att ett fåtal stora leverantörer, så som svenska ABB (som nyligen sålde sin kabelverksamhet till danska NKT[103]) och Nexans (se Figur 8.2 och Figur 8.3). Det finns också företaget Greenpipe som levererar kabelskydd. ABB levererar också transformatorstationer.

[102] http://2benergy.com/

[103] ABB. http://www.abb.com/cawp/seitp202/2E7C744E2449ECC9C1258004002A41CC.aspx



Figur 8.2 Marknadsandelar kabelföretag – interna elnät. Källa: EWEA 2016[104]



Figur 8.3 Marknadsandelar kabelföretag – exportkablar Källa EWEA 2016[105]

Effekt av en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige

En utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige bedöms enbart kunna ha en begränsad effekt på näringslivsutvecklingen inom kabeltillverkning i Sverige. Den befintliga svenska tillverkningsindustrin levererar idag kablar till en global marknad. Vid en kraftig utbyggnad av havsbaserad vind kommer den svenska marknaden att vara större än idag men fortfarande bara en liten del av den globala havsbaserade vindkraftsmarknaden. På en öppen marknad där det råder fri konkurrens finns det ingen garanti att svenskt näringsliv kommer att gynnas särskilt.

8.4.3 Fundament

På fundamentsmarknaden dominerar monopilelösningen på grund av att huvuddelen av utbyggnaden sker i Nordsjön där monopile är den vanligaste fundamentstypen. Under 2015 stod monopiles för 80 procent av fundamenten och gravitationsfundament för 9 procent i Europa. Leverantörerna var tyska EEW SPC med 41,1 procent av marknaden, nederländska Sif med 34,1 procent, danska Bladt med 21,6 procent, och belgiska Smulders med 3,8 procent[106].

[104] EWEA. EWEA-European-Offshore-Statistics-2015

[105] EWEA. EWEA-European-Offshore-Statistics-2015

[106] EWEA. EWEA-European-Offshore-Statistics-2015

När det gäller fundament skiljer sig Östersjön från Nordsjön eftersom grundområden i Östersjön mycket sällan lämpar sig för monopiles. Istället används gravitationsfundament. Gravitationsfundament tillverkas huvudsakligen utomlands, vilket innebär att fundament inte bara gjuts utan även transporteras till byggplatsen på prålmar och lyfts på plats av kontrakterat företag. Ett undantag är Vindpark Vänern där PEAB tillverkade de bergfundament som används där. Att frakta fundament på prålmar är väderkänsligt, det vill säga man måste ha ett tidsfönster med tillräckligt bra väderförhållande. Om det inte inträffar som planerat, kan det leda till kostsamma fördröjningar. Det finns därför en fördel att lägga tillverkningen av gravitationsfundament nära byggplatsen. En annan specifik faktor för Östersjön är isförhållande vilket kräver att fundament designas för det.

I Sverige har enbart företaget PEAB levererat fundament till en havsbaserad vindkraftspark. Det finns dock företag som utvecklar fundamenttekniker så som Marcon Windpower AB som testar ett självinstallerande fundament för havsbaserad vindkraft, med en jackup-rigg som grund.

IUC-rapporten visar att det finns kunskap i Sverige för konstruktion och byggnation av olika typer av fundament. Kapaciteten för muddring, transporter och tunga lyft är dock begränsad. Därför bedömer IUC att det sannolikt finns en stor potential för tillverkning av fundament i Sverige när den projekterade utbyggnaden ökar och vikten av närheten mellan tillverkning och vindkraftpark får större ekonomisk betydelse.

På sikt kan därför en stor utbyggnad i Östersjön, ge en intressant leverantörsutveckling. Denna inriktning skulle kunna öppna upp för svenska företag att diversifiera mot denna industri, först nationellt men på sikt med möjlighet till en större arena, det vill säga hela Östersjön. Företaget NCC har exempelvis ett utvecklingsprojekt inom kompetenscentret SWPTC om en ny lösning för gravitationsfundament. Det är dock svårt att sia om vilken marknadsandel svenska aktörer skulle få i konkurrens med utländska aktörer och om utländska aktörer kommer att etablera sin tillverkning i Sverige vid en kraftig utbyggnad längs Sveriges Östersjökust. I IUC-rapporten har man utgått från att Sverige inte kommer ha någon tillverkning av fundament.

8.4.4 Bygg och anläggning

Vid byggnation av vindkraftverk på land behövs framförallt arbetskraft för anläggande av vägar, byggande av fundament, dragning av elkablage samt vid resning av verk. Det är rimligt att anta att flera av dessa arbetsuppgifter vid etablering av landbaserade verk till stor del utförs av lokala entreprenörer, men vid resning av verken och visst fundamentsbyggande kommer personalen från leverantören av vindkraftverket.

Jämfört med landbaserad vind har havsbaserade vindkraftverk i dagsläget ett större personalbehov för byggnation, transporter samt drift och underhåll men med utveckling av större turbiner kan detta förändras. Samtidigt medför etablering

i havet högre totalinvesteringar för bland annat fundament. Att förbereda fundamenten så långt det går på land och sedan transportera ut dem för slutmontering är ett omfattande arbete och kräver dessutom en bra hamninfrastruktur. Vid havsetablering byggs inga vägar men arbetet med fundamenten är ofta mycket omfattande.

Företagen

Företag inom bygg och anläggning arbetar under olika faser av vindkraftsprojektet, från tillståndsprocessen till själva installationen av vindkraftsanläggningen. Det finns många nischade små och medelstora företag inom denna verksamhet som innefattar teknikkonsulter, projektörer, vindresursanalys och vindmätning, miljö och tillstånd, logistik, transport och lyft med mera. Här återfinns även stora tekniska konsulter, där flera är verksamma internationellt, som arbetar med alla former av projektering men också mindre, specialiserade konsultföretag, som kan arbeta med enbart vindkarteringar eller naturinventeringar. Branschen är splittrad och mångfasetterad med både svenska aktörer verksamma i Sverige och utomlands och utländska aktörer verksamma i Sverige. Det finns dock i dagsläget ingen bra statistik över branschen.

Exempel på svenska företag är MMT och Clinton Marine Survey inom undersökning och besiktning av havsbottnar och undervattensinstallationer med bland annat avancerad bildbearbetning. Även NDE Offshore har på bara några år byggt upp en internationell verksamhet kring besiktning och underhållstjänster under vattnet både med manuella dykare och fjärrstyrda undervattensfarkoster med Sverige som bas. Kockums och Northern Offshore levererar installations- och servicefartyg. Företaget Marcon Group har en internationell verksamhet inom installation[107].

Effekt av en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige

Det faktum att Sverige har en lång tradition av skeppsbygge ger goda förutsättningar för att utveckla denna sektor av vindkraftsindustrin. Det efterfrågas installationsfartyg samt olika typer av service- och underhållsfartyg. De fartyg som används idag fungerar bra, men förutsättningarna i Sverige möjliggör enklare och flexiblare lösningar som också betyder högre tillgänglighet och kostnadseffektivitet. I till exempel Kårehamn hade man problem med att väldigt få båtar var isklassade eller tålde någon is över huvud taget. Även hamnar och möjlighet till förmontering är en viktig komponent för effektiv utbyggnad av havsbaserad vind med stora möjligheter till näringslivsutveckling. Hamnar för detta ändamål kräver god infrastruktur.

Ur svenskt sysselsättningsperspektiv blir det avgörande med en hemmamarknad. För havsbaserad vindkraft är tjänsterna inom bygg och anläggning inte lika lokalt kopplade som för landbaserad vindkraft, utan specialiserade arbetslag kan anli-

[107] Information från mötet den 26 april 2016 med representanter från Vattenfall, WPD, MarCon, Scanergy om förutsättningar för svensk havsbaserad vindkraft.

tas från andra länder. Det finns alltså en exportmöjlighet för denna typ av tjänster, men också konkurrens från utländska aktörer. I bygg- och installationsfasen uppskattar Sweco[108] att 15–30 procent av arbetet utförs av lokala eller regionala företag. Kompetenser som behövs är främst inom el, bygg och anläggning. Jämfört med landbaserad vindkraftsetablering i Sverige kommer större andel av arbetskraften för havsbaserad vindkraft i denna fas från internationella företag.

8.4.5 Drift och underhåll

Kostnaderna för drift och underhåll kan delas upp i olika poster: reservdelar, turbinarbete, marinlogistik, management och lokaler, försäkring, och avgifter, hyra och skatter. I detta avsnitt behandlas enbart turbinarbete, marinlogistik samt management och lokaler. Dessa står tillsammans för drygt 40 procent av kostnaden för drift och underhåll. För näringslivsutveckling relaterat till reservdelar kan samma resonemang användas som för tillverkningen.

Försäkring, avgifter, hyra och skatter är enbart en finansiell kostnad och bidrar inte direkt till näringslivsutveckling.

Företagen

Det är turbintillverkarna som står för underhållet under garantitiden (oftast från två år upp till fem år), med egen personal eller som en upphandlad tjänst. Efter garantiperioden finns det flera specialiserade företag som kan erbjuda service för underhållet, och det förekommer också att energibolagen genomför underhållet med egen personal. Det finns både svenska aktörer verksamma i Sverige och utomlands som till exempel One Nordic Certex, Klätterteknik, och Extreme Works, och utländska aktörer verksamma i Sverige. Det finns dock ingen bra statistik över branschen.

Effekt av en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige

Drift och underhåll är en marknad som har en mer kontinuerlig tillväxt och som inte är lika konjunkturberoende eller beroende av ekonomiska styrmedel som de övriga delarna av marknaden, eftersom verken i driftsatta parker kommer att underhållas i 20–30 år. För svensk del är däremot drift och underhållsmarknaden för havsbaserad vindkraft helt beroende av nybyggnation eftersom det endast finns ett fåtal vindkraftparker till havs idag.

Drift kräver normalt också lokal verksamhet. Det innebär att en utbyggnad i Sverige troligtvis kommer att generera lokala jobb. När det gäller underhåll är det inte lika säkert eftersom detta sker vid specifika tider på året och kräver specialistkunskaper. För havsbaserad vindkraft är bygg och anläggningstjänsterna inte lika starkt kopplade lokalt, utan specialiserade arbetslag kan anlitas från andra länder. Precis som för bygg- och anläggningsverksamhet finns det alltså en exportmöjlighet för denna typ av tjänster men också en konkurrens från utländska aktörer.

På grund av att det idag endast finns marknadsanalyser som är framtagna av vind-

[108] Sweco; Havsbaserad vindkraft – Potential och kostnader, 2016

kraftbranschen är det svårt att bedöma konkurrensläget för svenska aktörer och det går därför bara att uttala sig hypotetiskt om möjligheten till näringslivsutveckling inom branschen. En utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige kommer att generera en hemmamarknad som skapar goda förutsättningar för svenska aktörer att utveckla områden. Det finns därför en stor potential för en svensk näringslivsutveckling.

8.4.6 Nedmontering och återvinning

Området avser nedmontering av vindkraftverk med tillhörande infrastruktur på land och till havs och efterbehandling av platsen, samt möjligheterna för återvinning, generationsskifte, även kallat repowering, och återbruk då vindkraftverk kan monteras på en ny plats.

Vindkraftsutbyggnaden i Sverige inleddes redan på 1980-talet och tog ordentlig fart under 2000-talets början. Idag finns det drygt 3 300 vindkraftverk i Sverige, och knappt hälften av dem har byggts de senaste fem åren. Några av de äldsta verken har redan nedmonterats. Enligt företag som idag arbetar med nedmonteringar i Sverige säljs verken ofta vidare till andra länder för att renoveras och uppföras på andra platser för ytterligare driftår. Alternativt att vissa komponenter renoveras och säljs vidare eller att uttjänta delar återvinns. Erfarenheter av nedmonteringar finns från både Danmark, Tyskland men även i Sverige.

Det är fortfarande en mycket begränsad marknad. Under 2015 nedmonterades endast sju vindkraftsverk i Europa[109]. Energimyndighetens bedömning är att nedmonteringar av landbaserat vindkraftverk i större skala påbörjas om tio till tjugo år i Sverige, utgående från att livslängden är 20–30 år[110].

Företagen

Det är en relativt ny verksamhet eftersom det än så länge är en begränsad marknad i Sverige, även för landbaserad vindkraft, eftersom det är få vindkraftturbiner som har nått änden av sin livslängd. Det innebär att det inte finns någon kartläggning av verksamma företag.

[109] EWEA. EWEA-European-Offshore-Statistics-2015

[110] Energimyndigheten. Återbruk och återvinning av vindkraftverk. ET 2016:18 Oktober 2016. ISSN 1404-3343. https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=5601

Effekt av en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige

Genom återanvändning av äldre renoverade vindkraftverk öppnas det upp för nya möjligheter att använda vindkraft på platser där investeringar i helt nya vindkraftverk tidigare varit för kostsamma. Då skapas också nya marknader för företag som renoverar och säljer vidare dessa vindkraftverk. Det finns möjlighet för Sverige att utveckla teknik och systemlösningar för nedmontering och återvinning. En utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige kommer att generera en marknad på lång sikt, det vill säga 20–30 år efter att man har byggt klar parkerna. På grund av den långa tidsaspekten är det inte möjligt att uttala sig om näringslivseffekterna.

8.4.7 Vindelproduktion

Vindelproducenter agerar på en elmarknad som styrs av många faktorer bland annat utbud och efterfrågan (pris), affärsmodeller, politisk styrning (stöd till förnybar), konkurrens från andra elproducenter, överföringskapacitet i elnät samt tillgång till investeringskapital. Dessa faktorer är dynamiska vilket medför att elmarknaden är svår att förutsäga på medel till lång sikt. Det är den marknaden och lönsamhet hos vindelproducenter som skapar efterfrågan inom vindkraftsproduktionskapacitet.

Företagen

Havsbaserade vindkraftsprojekt är stora projekt där projektutvecklarna ofta är energiföretag som agerar på en internationell marknad. 2015 var danska DONG Energy den största ägare av havsbaserad vindkraft i Europa med 15,6 procent. De andra är tyska E.ON (9,6 %), svenska Vattenfall (8,9 %), tyska RWE Innogy (6,4 %) och tyska Stadtwerke München (3,8 %)[111]. Detta är en expansiv marknad där företagen tävlar om projekten via olika anbudssystem i många länder, till exempel, i Danmark, Tyskland, och Storbritannien. Under 2016 har till exempel svenska Vattenfall vunnit två projekt i Danmark: Danish Near Shore[112] (350 MW) och Kriegers Flak[113] (600 MW) vilket gör Vattenfall till den största ägare av havsbaserad vindkraft i Danmark. Vattenfall har också en uttalad ambition att växa sitt vindkraftsinnehav med 600 MW per år de kommande fem åren motsvarande en investering på 5 miljarder euro [114].

---

[111] EWEA. EWEA-European-Offshore-Statistics-2015

[112] Vattenfall pressmeddelande. https://corporate.vattenfall.se/press-och-media/pressmeddelanden/2016/vattenfall-vinner-budgivning-pa-dansk-vindkraft/

[113] Vattenfall pressmeddelande. https://corporate.vattenfall.se/press-och-media/pressmeddelanden/2016/vattenfall-vinner-budgivningen-om-att-bygga-nordens-storsta-havsbaserade-vindkraftpark/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg%3d%3d&_t_q=Kriegers+Flak+&_t_tags=language%3asv%2csiteid%3af95a4f00-a0c6-415c-a29a-eb64244e4301&_t_ip=194.1.197.64&_t_hit.id=Kwd_Kestrel_Library_Epi_Types_Pages_CisionPressReleasePageType/_bd152aac-5200-42c8-bf99-1057c30a7322_sv&_t_hit.pos=7

[114] Vattenfall. https://corporate.vattenfall.com/about-energy/renewable-energy-sources/wind_power/wind-power-at-vattenfall/

Sverige är idag en liten marknad inom havsbaserad vindkraft med 200 MW installerad effekt som ägs till 75 procent av svenska företag. Vattenfall är största ägare med 110 MW i Lillgrund.

Effekt av en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige

Vid en kraftig utbyggnad av havsbaserad vind kommer den svenska marknaden att vara större än idag men fortfarande bara en liten del av den globala havsbaserade vindkraftsmarknaden.

En utbyggnad på 15 TWh är bara någon procent av världsmarknaden och det är troligt att marknaden enligt detta scenario kommer att domineras av samma företag som idag. Huruvida det kommer att vara svenska eller utländska aktörer är det svårt att sia om. Betydelse av en hemmamarknad bedöms som liten eftersom det är en marknad som utsätts för internationell konkurrens vid anbud och därmed finns det ingen garanti att svenskt näringsliv kommer att särskilt gynnas.

Det finns dock projekt på land där ägarna inte är traditionella energibolag utan elanvändare som till exempel Google[115] eller Ikea[116] som vill säkra en grön elleverans till en förutsägbar pris. Det finns också skogsföretaget SCA som sedan 2007 samarbetar med Statkraft i det gemensamma bolaget SSVAB[117]. Mellan 2011 och 2016 har SSVAB byggt fyra vindparker i Jämtland och Västernorrland. Ett annat exempel är projektet Blekinge Offshore där basindustrins företag: AGA, AkzoNobel, Boliden, Cementa, Holmen, Korsnäs, LKAB, StoraEnso och Billerud, var med och ansökte om tillstånd för att få bygga en ca 2 500 MW vindkraftpark utanför Hanöbukten utanför Karlskrona[118]. Regeringen avslog dock ansökan.

Detta innebär att det finns möjlighet för nya ägarförhållanden inom vindkraft som dock ej är specifik för havsbaserad.

8.4.8 Exempel vid utbyggnad av svenska havsbaserade parker

Turbiner

Lillgrunds turbiner och torn levererades från Siemens vilka tillverkades i Danmark[119]. Kårehamns turbiner och torn levererades från danska Vestas[120] (numera MHI Vestas Offshore Wind). I dessa vindkraftverk kan det dock finnas ett antal komponenter tillverkade av svenska företag, dock inte självklart i Sverige. I gruppen återfinns företag som bland annat SKF, ABB, Nexans, Trelleborg, Diab, Roxtec, Guldsmedshyttan, SSAB och Carbex. Det handlar om såväl små specialkomponenter som komplexa styr- och mätsystem, kabel,

[115] Google. http://www.di.se/artiklar/2014/1/22/google-koper-mer-svensk-vindkraft/

[116] Ikea. http://www.ox2.se/fs/vindkraft/referenser/foretag/ikea-satsar-pa-vindkraft/

[117] SSVAB. http://vindkraftnorr.se/om-ssvab/

[118] Bleckinge Offshore. http://blekingeoffshore.se/

[119] Flodérus, A. (2008). Experiences from the construction and installation of Lillgrund wind farm. Vattenfall – Energimyndigheten

[120] Information från E-ON - Staffan Martinsson. Manager Kårehamn

dämpare, generatorer eller stål. Utöver dessa finns det också utländska tillverkare med tillverkning i Sverige, till exempel tyska Enercons torntillverkning i Malmö.

Elinstallation

För Lillgrund var högspänningskabel från ABB[117]. Transformatorstationens stålfackverk byggdes i Polen och transporterades med båt till Århus i Danmark där all elektrisk utrustning monterades in. Den färdiga stationen transporterades från Århus och placerades på fundament med hjälp av en pråm med lyftkran. För Kårehamn levererades kablarna av italienska Prysmian vilka hämtades i Finland[118].

Fundament

I Vindpark Vänern tillverkade PEAB bergfundamenten. För Lillgrund var gravitationsfundamenten tillverkade i hamnen Swinoujscie i Polen och fraktade med prålmar. För att förenkla hanteringen och transporten av de 1 500 ton tunga fundamenten tillverkades dessa direkt på prålmarna. På grund av varierande vattendjup i Lillgrund gjordes det fem olika höjder av fundamenten[117]. För Kårehamn tillverkades fundamenten på prålmar i Zeebruggen, Belgien, av belgiska företaget Jan De Nul[118].

Bygg och anläggning

I Lillgrund var det norska företaget Seløy Undervannsservice som installerade exportkabel, Svensk Sjöentreprenad som ansvarade för dykarbete och transporter, Peter Madsen Rederi för andra transporter samt svenska Baltic Offshore för inter-array kabeldragning.

I Kårehamn var entreprenörerna för transport, lyft och montage av turbiner danska Vestas och nederländska MPI, och svenska Baltic Offshore anlitades för kabeldragning.

8.4.9 Insatser för en ökad regional nytta

Hur stor regional nytta en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige kommer att resultera i beror till stor del på vindkraftsprojektörernas val av underleverantörer. Vi bedömer att potentialen för andelen lokala eller regionala underleverantörer ligger mellan 10 och 30 procent.

För att uppnå en så stor regional nytta som möjligt kan insatser som syftar till att förbereda det regionala näringslivet på de affärsmöjligheter som uppstår vid en vindkraftsetablering ge positiva effekter[121]. När vindkraft etableras i glesbygd, vilket ofta är fallet i Sverige, saknas ofta rätt företag med rätt kompetens i det direkta närområdet. Företagen är dock ofta verksamma på en större geografisk yta, och det samlade näringslivet i regionen har oftast tillgång på efterfrågade kompetenser och resurser vid en etablering. Därför finns det behov av att göra inventeringar av

[121] Arbetskraftsförsörjning och sysselsättningseffekter vid etablering av vindkraft, Studie av Energcons och Svevinds etablering i Skogsberget. Slutrapport 2015-05-20, Strömsunds kommun

lokalt och regionalt företagande i berört område och att jämföra och passa ihop dem med de kompetenser som kommer att krävas vid en vindkraftsetablering. Andra exempel på insatser för att öka andelen regionala arbeten är att göra prognoser över arbetstillfällen vid planerade vindkraftsetableringar, ordna näringslivsträffar och utbildningstillfällen, bevaka utbildningsplatser inom vindkraftsområdet och övriga berörda arbetsområden (exempelvis elinstallation) och analysera efterfrågan och utbudet på utbildad personal.

8.5 Innanhavsteknik

Möjligheten för svenskt näringsliv att utveckla en vindkraftsindustri runt en specifik innanhavsteknik bedöms vara mycket liten eftersom vindkraftsutbyggnaden inom innanhav handlar om specifika förutsättningar snarare än en specifik teknik. Ett vindkraftsprojekt har en rad unika förutsättningar så som vindhastighet, avstånd till elnät, havsdjup, nedisning, salthalt och våghöjd som påverkar hur vindkraftsparken utformas och vilken teknik som används. Möjligen kan en turbin anpassad för Östersjön utvecklas men det är då snarare en fråga om mindre modifieringar av existerande produkter. Slutsatsen är det inte finns någon specifik innanhavsteknik.

8.6 Potentiella nya näringsgrenar i Sverige

Det är svårt att bedöma om nya näringsgrenar skulle kunna uppstå i Sverige vid en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige. Baserat på intervjuer med branschföreträdare och rapporter om sysselsättningseffekter finns inga tydliga eller uppenbara potentialer för helt nya näringsgrenar just i Sverige när det gäller havsbaserad vindkraft. Möjligheten för Sverige att bli en ledande nation inom teknisk utveckling och produktion av vindkraftverk bedöms som förhållandevis liten mot bakgrund av den snabba utveckling som sker och den dominans som andra länder redan skaffat sig på marknaden.

Även om det inte finns möjligheter till helt nya näringsgrenar finns det möjligheter till att existerande näringsgrenar i Sverige diversifiera sin produktion mot vindkraftsmarknaden. Inom drift och underhåll bedöms skeppsbyggesindustri ha goda förutsättningar för att kunna utvecklas inom vindkraftsindustrin. Installationsfartyg, olika typer av service- och underhållsfartyg efterfrågas. De fartyg som används idag fungerar alla bra, men förutsättningarna i Sverige möjliggör enklare och flexiblare lösningar som också betyder högre tillgänglighet och kostnadseffektivitet.

Inom verkstadsindustri finns en rad, ofta högteknologiska verkstadsindustriföretag, som idag verkar på en global marknad och har starka kopplingar till fordonsindustrin. De är redan idag konkurrenskraftiga globalt med en exportorienterad organisation och ser just vindkraftssegmentet som en delmarknad i tillväxt. Det bedöms att det finns goda förutsättningar för att de ska lyckas ta väsentliga

marknadsandelar på en växande marknad[122]. Inom fundament öppnas möjligheter för svenska byggföretag som till exempel PEAB, NCC och Skanska att utveckla en ny verksamhet. En annan möjlighet är hamnar i Sverige som har god infrastruktur och möjlighet att erbjuda förberedande installation och förmontage av detaljer vilket är en viktig komponent för effektiv utbyggnad av havsbaserad vind med stora möjligheter till näringslivsutveckling.

En utbyggnad i Östersjön utanför Sveriges kust skulle skapa en hemmamarknad som kan öppna möjligheter för svenska företag. Det finns dock konkurrens från industri från andra europeiska länder, bland annat Tyskland och Danmark. Det är därför mycket svårt att sia om det är svenska företag eller utländska företag som kommer att ta den marknaden.

[122] IUC. (2012). Samhällsekonomisk kalkyl – Havsbaserad vindkraft. IUC Sverige AB.

9 Samhällsekonomisk konsekvensanalys

Tidigare i rapporten har vissa utvalda frågor från regeringsuppdraget analyserats separat. I detta avsnitt tas ett helhetsgrepp om den samhällsekonomiska analysen. De tidigare frågorna tas upp i ett mer samhällsekonomiskt perspektiv och andra kostnader och nyttor analyseras. Detta kopplas också till litteratur och andra studier som gjorts inom området.

Den centrala frågan är vilka kostnader och nyttor ett särskilt stöd till havsbaserad vindkraft medför. Detta jämförs också med ett lika omfattande stöd inom elcertifikatsystemet vilket bedöms innebära i huvudsak mer landbaserad vindkraft.

9.1 Energimyndighetens samlade bedömning

Den övergripande bedömningen som Energimyndigheten gör är att de sammanvägda samhällsekonomiska effekterna av en utbyggnad av havsbaserad jämför med landbaserad är relativt likvärdig med undantag för stödkostnaden.

Ett stöd för havsbaserad vindkraft är cirka fyra gånger så högt som ett lika omfattande stöd inom elcertifikatsystemet. Ett särskilt stöd fram till år 2030 på 15 TWh utöver den nya ambitionen om 18 TWh skulle dessutom medföra en stor minskning av intäkterna från försäljning av el för vindkraft generellt, vilket skulle öka stödbehovet både för havsbaserat och från elcertifikat. Den ökade stödkostnaden för elkunder är högre än den minskade intäkten från elpriset.

Vad gäller näringsliv och arbetstillfällen kommer de två vägvalen inte att ge någon större skillnad förutom på lokal nivå. Utvecklingen beror till stor del på investerarnas val av till exempel underleverantörer men kan påverkas till viss del av lokalt och nationellt främjande. Många företag, både i Sverige och utomlands, agerar på en global marknad som inte påverkas i någon större omfattningen av var utbyggnaden av vindkraft sker.

En utbyggnad på 15 TWh havsbaserad innebär att någonstans mellan 1 000–12 000 årsarbeten kan skapas i Sverige, vilket motsvarar ungefär 65–500 helårstjänster under 25 år. En stor del är inom drift och underhåll. Energimyndigheten bedömer också att antal årsarbeten per TWh kommer att sjunka med tiden på grund av en utveckling mot allt större och färre turbiner i varje park. Utifrån ett samhällsperspektiv är det inte fråga om helt nya årsarbeten utan snarare omställning av arbetskraften. Omställning av arbetskraft har ingen stor samhällsnytta förutom att lokalt kunna minska arbetslösheten.

Elsystemet skulle gynnas något av en blandning av havsbaserad och landbaserad vindkraft men samtidigt minskar incitamentet på marknaden att utifrån prissignaler gynna det som har nytta för marknaden. Det kan både vara teknikutveckling eller

styrning mot vissa tekniker med avseende på både produktion, elanvändning, nät och lager. I ett elcertifikatsystem byggs också andra kraftslag än vindkraft där exempelvis kraftvärme har en stor nytta för kraftsystemet.

Den totala elproducentintäkten från elmarknaden inklusive intäkter från elexport kommer att vara i princip oförändrad vid en ökad utbyggnad av elproduktion fram till år 2030. Beräknat per producerad kWh kommer den dock att sjunka.

Den sammanvägda konsekvensen på miljön och miljömålen bedöms vara relativt likvärdiga för havsbaserad och landbaserad vindkraft även om havsbaserad vindkraft har en något lägre påverkan. Båda kraftslagen har också en förhållandevis låg miljöpåverkan jämfört med övriga förnybara kraftslag och en mycket låg jämfört med konventionell kraft.

Det är också viktigt att poängtera att stödets utformning påverkar nyttor och kostnader inte minst för elkunder och elsystemet.

9.2 Bakgrund och metod

Samhällets och offentliga sektorns resurser är begränsade samtidigt som kostnaderna för olika typer av investeringar kan bli hur höga som helst. Därför måste både samhället och individen ständigt göra val och prioriteringar mellan olika alternativ. Vi måste göra prioriteringar och välja hur vi utnyttjar resurserna bäst, även när alternativen har många effekter som är osäkra och när prislappar saknas.

För att göra det möjligt för politiker och tjänstemän att fatta väl avvägda beslut i dessa frågor, som ofta rymmer många komplexa aspekter som gäller teknik, kostnader, effekter, preferenser, osäkerhet, fördelning- och säkerhetsaspekter, miljökonsekvenser mm krävs ett beslutsunderlag som samtidigt kan hantera mångdimensionalitet och stor komplexitet och samtidigt har tydlighet och transparens[123].

Ett verktyg som ofta används i sådana sammanhang är samhällsekonomisk analysmetodik. En samhällsekonomisk analys är ett ramverk för att systematiskt jämföra och sammanfatta alla möjliga nyttor (direkta och indirekta) och kostnader av en investering över hela dess livscykel. Valet blir sällan enkelt, men med hjälp av samhällsekonomiska analyser kan vi komma en bit på väg. Samhällsekonomisk analys syftar till att beräkna nettoresultatet av samtliga samhällsekonomiska intäkter och kostnader för olika investeringsalternativ.

Detta avsnitt handlar om partiell tillämpning av en kostnads-intäkt metod för att genomföra en samhällsekonomisk konsekvens analys på frågeställningar kring utveckling av havsbaserad och landbaserad vindkraft.

[123] Nerhagen och Hultkrantz 2013

9.2.1 Marknadsmisslyckande inom havsbaserad vindkraft

Marknadsmisslyckandet förekommer när marknaderna inte har alla förutsättningar för att kunna bestämma vad som är bäst för samhället. Centralt i välfärdsteorin är att i en ekonomi där balansen mellan efterfrågan och utbud avgör vilka varor och tjänster som vinstmaximerande företag producerar (samt hur och i vilken omfattning dessa produceras), kommer utfallet, givet att vissa villkor är uppfyllda (till exempel perfekt konkurrens, fullständig information etc.) att motsvara en resursfördelning som maximerar utrymmet för hushållens konsumtion av nyttigheter. På konkurrensmarknader är marknadspriset detsamma som marginalkostnaden för produktion och även detsamma som lägsta möjliga totala genomsnittskostnad för produktion. Detta garanterar att produktionen är kostnadseffektiv.

Avvikelser från den perfekta marknadsekonomins förutsättningar är till exempel (i) skillnader mellan individuella och kollektiva värden som ger upphov till negativa och positiva externalitet, (ii) monopolmarknaden, (iii) kollektiva nyttigheter, (iv) odelbarhetsproblem, (v) asymmetrisk information, (vi) osäkerhet och så vidare. Eftersom marknaderna inom miljö- och energipolitikens områden avviker mycket från marknadsmodeller med fri konkurrens har politisk styrda system fått ersätta vissa delar av marknadssystemen.

I avsnitt 3 konstateras att det finns potential för kostnadsreduktion inom den havsbaserade vindkraften som kan göra tekniken lönsam. Frågan är då om marknaden själv kan skapa förutsättningar för att denna potential ska kunna realiseras, eller om staten behöver stödja tekniken?

Enligt nationalekonomisk teori uppstår ofta för idag inte lönsamma tekniker ett underskott av forskning, vilket brukar betraktas som ett marknadsmisslyckande[124]. Storleken på ett sådant marknadsmisslyckande kan vara svårt att avgöra, men brukar bedömas som relativt större ju högre kapitalinvesteringar och osäkerheter kring lönsamhet (över tid) som finns. Energimyndigheten har tidigare konstaterat att detta är sant för den havsbaserade vindkraften, och därav att ett sådant marknadsmisslyckande finns. Storleken kan uppskattas genom att försöka kvantifiera potentialer för kostnadsreduktion.

Marknadsmisslyckanden utgör tydliga motiv för ett separat stöd till havsbaserad vindkraft. Stödets kostnader behöver samtidigt ställas i relation till marknadsmisslyckandets storlek och eventuellt andra nyttor som i så fall kan erhållas genom stödet. Värt att notera är att alla marknader och marknadsmisslyckanden inte per definition måste åtgärdas av staten. Att åtgärda en marknad är inget självändamål. Bakomliggande nyttor för staten med att åtgärda marknaden för havsbaserad vindkraft kan vara till exempel mer förnybar elproduktion, en bättre fungerande elmarknad, ökad tillväxt/sysselsättning/export eller minskad miljöpåverkan. Dessa aspekter har behandlats både i förra rapporten och i denna.

Vissa forskare menar att elcertifikatsystemet gynnar kommersiell teknik och inte idag olönsamma tekniker. Detta kan utgöra ett (kompletterande) motiv till att

[124] Mer om detta i förra rapporten.

stödja till exempel havsbaserad vindkraft genom ett separat stöd. Samtidigt är det relevant nämna att Sverige satsar mycket pengar på forskning och innovation. Det pågår också en stor, stödfinansierad, utbyggnad av havsbaserad i andra länder i Europa och bör i dagsläget bedömas som en kommersiell teknik om än inte konkurrenskraftig mot exempelvis landbaserad vindkraft i Sverige.

Ett riktat stöd påverkar samtidigt förutsättningarna för, och syftet med, elcertifikatsystemet, särskilt om stödet blir för stort och/eller attraktivt.

Energimyndigheten har tidigare bedömt olika stödformers förutsättningar för att lyckas introducera idag olönsam havsbaserad vindkraft. Stödet till förnybar el är också indirekt ett stöd till innovationer och teknisk utveckling kraftindustrin, till exempel turbintillverkare. (Bergman 2015).

9.2.2 Referensalternativ

En utgångspunkt vid genomförandet av en samhällsekonomisk konsekvensanalys är att diskutera referensalternativet. Referensalternativet i analysen av ett stöd till havsbaserad vindkraft utgörs här av elcertifikatsystemet. Det vill säga staten/samhället väljer att inte investera i havsbaserad vindkraft utan fortsätter att istället utöka elcertifikatsystemet. Referensalternativet kan förenklas till en jämförelse med motsvarande utbyggnad av landbaserad vindkraft.

9.2.3 Metod

En av tre[125] huvudmetoder för att genomföra samhällsekonomisk analys är kostnad-intäktsanalys (cost-benefit analysis, CBA) och utgångspunkten är värdet av den bästa alternativa användningen av resurserna. Både kostnader och effekter mäts i monetära värden så långt som möjligt. Först görs dock en kvalitativ sammanställning av alla kostnader och nyttor. Utgångspunkt är att konsekvenserna ska värderas utifrån hur nytta eller välfärd påverkas.

Kostnader utgörs av resursförbrukning och förluster i produktionsvärde i samhället. Intäkter värderas utifrån betalningsviljan justerat för kompensation av förluster och ökning i värdet av produktionsmöjligheter. Det vill säga, kostnad-intäkts analys beskattar och jämför sociala intäkter med summan av konsumenters betalningsvilja. Metoden samlar alla nyttor (intäkter) och kostnader och diskonterar dem (diskonteras antingen till nutiden eller till sluttiden). Med intäktanalys är det möjligt att avgöra om en investering är önskvärt utifrån en samhällsekonomisk synvinkel. För att kunna beräkna de samhällsekonomiska fördelarna och kostnaderna som är fördelade över tid används diskontering. Genom att diskontera kostnader och intäkter till en gemensam tidpunkt blir de jämförbara över tiden. Ett vanligt förfarande är att förlägga denna tidpunkt till programmets startpunkt (nuvärde). Om en positiv diskonteringsränta används

[125] Det används vanligtvis tre huvudmodeller för att genomföra samhällsekonomiska analyser. Dessa är kostnad-intäkt-analys (cost-benefit analysis, CBA), kostnad-effekt-analys (Cost-effectiveness analysis, CEA) och kostnad-nytta-analys (cost-utility analysis, CUA).

kommer kostnader och intäkter att värderas lägre ju längre in i framtiden de förväntas uppträda.

En fördel med CBA är att den möjliggör jämförelser mellan olika samhällssektorer (energi, hälsa, försvar, arbetsmarknad med mera). Anledningen är att konsekvenserna (både kostnader och effekter) till följd av en åtgärd värderas i *monetära värden* och inte till sektorspecifika mått. Analysmetoden är därmed lämplig för beslutsfattare med ansvar att fördela resurser mellan olika sektorer och välfärdkomponenter. Om intäkterna är större än kostnaderna kan insatsen rekommenderas. Möjligt att avgöra om ett program är önskvärt utifrån en samhällsekonomisk synvinkel.

Ett av instrumenten för att minska Sveriges förbrukning av fossila bränslen skulle kunna vara att satsa på vindkraft. En CBA skulle då väga nyttan av minskade koldioxidutsläpp plus värdet av elproduktion från vindkraftverk mot kostnader för alternativa lokaliseringar av vindkraftparker på land och till havs. Faktorer som att det blåser mer till havs, att det kostar mer att bygga och underhålla havsförlagda vindkraftparker, att externa effekter för människor kan bli mindre men att effekter på marina växter, djur och andra organismer ökar, kan sammanvägas i en CBA för att identifiera en välfärdsekonomiskt optimal utbyggnadsstrategi.

Däremot, i verkligheten är det svårt att sätta värde på alla möjliga effekter (positiva och negativa) som uppstår vid införandet av olika alternativ för att nå 100 procent förnybar el. I detta avsnitt beskrivs en del effekter som av olika skäl inte var lätta att uppskatta monetärt, och de har därför beskrivits kvalitativt. De effekter som beskrivits med monetära värden är uppskattade och bör därför inte beaktas som exakta siffor. Därför ska den här samhällsekonomiska analysen, i likhet med många andra analyser, ses som en partiell analys. Innan vi beskriver och kvantifierar alla möjliga kostnader och nyttor gör vi en litteraturöversikt om tidiga analyser kring havs- respektive landbaserad vindkraft.

9.3 Centrala kostnader inklusive stödkostnader till havsbaserad vindkraft

En viktig komponent i kostnad-intäktsanalys är att samla in, mäta och värdera alla möjliga direkta och indirekta kostnader som uppstår för att kunna fatta beslut om projektet ska initieras eller ej. Nedan sammanfattar vi de direkta och indirekta kostnaderna.

9.3.1 Produktionskostnader

Resultatet från kapitel 3 visar att havsbaserad vindkraft har en högre produktionskostnad (långsiktig marginalkostnad) än landbaserad vindkraft. Kostnaden har sjunkit betydande på de senaste åren och beräknas sjunka ytterligare. Eftersom även landbaserad vindkraft bedöms reducera sina kostnader kommer den dock även fortsättningsvis ha en lägre produktionskostnad.

9.3.2 Risker

En nackdel med vindkraft är att produktionen inte är lika förutsägbar som produktionen från konventionell kraft och framför allt mindre planerbar vilket kan leda till risk för underleverans vid hög efterfrågan på el. Det motsatta kan även inträffa med att vindkraften producerar när efterfrågan på el är låg.

Havsbaserade vindkraft har större osäkerhet vid drift än landbaserade vindkraft vilket leder till högre kostnad och risker. Detta beror på att driften involverar personal att åka fram och tillbaka till turbiner till havs, har en högre anläggningskostnad, längre byggtid samt högre försäkringskostnad på grund av högre risker (Snyder and Kaiser 2009). Det finns också större risker vid stormar som påverkar tid för drift och underhåll.

9.3.3 Försvaret

Säkerhetsläget i Östersjön påverkar möjligheterna att bygga havsbaserad vindkraft. Det finns främst två aspekter som är viktiga att beakta i detta sammanhang; 1) hur påverkas Sveriges känslighet för attacker av en utbyggnad och 2) hur påverkas säkerhetsläget av en utbyggnad.

Den första punkten tar upp frågan huruvida vindkraftsparker till havs kan bli mål för attacker och hur samhället påverkas av detta. Det är då viktigt att jämföra med andra mål som till exempel kärnkraftverk som också är belägna nära kusten. Havsbaserade vindkraftsparker kan i den bemärkelsen vara lättare att attackera, å andra sidan är riskerna med en sådan attack avsevärt mindre än andra tänkbara mål.

Den andra punkten behandlar frågan om försvarsintresset kan påverkas av en vindkraftsutbyggnad och om detta i så fall kan leda till ett sämre säkerhetsläge vilket har negativa effekter på samhället. Risken för detta får anses mycket låg eftersom försvarsintressen har en särskild ställning enligt miljöbalken. Som exempel står det i 3 kap 9§: ”Mark- och vattenområden som har betydelse för totalförsvaret skall så långt möjligt skyddas mot åtgärder som kan påtagligt motverka totalförsvarets intressen”. I 3 kap 10§ står det: ”Om ett område är av riksintresse för flera oförenliga ändamål, skall företräde ges åt det eller de ändamål som på lämpligaste sätt främjar en långsiktig hushållning. Behövs området eller del av detta för en anläggning för totalförsvaret skall försvarsintresset ges företräde” och i 1 kap 5§ står: ”Regeringen får, i den utsträckning det på grund av rådande särskilda förhållanden är nödvändigt för att stärka försvarsberedskapen, meddela föreskrifter för totalförsvaret som avviker från denna balk”.

Försvarsmaktens nyttjande av anläggningar utgör även riksintressen som av säkerhetsskäl inte kan redovisas öppet enligt 15 kap. 2 § offentlighets- och sekretesslagen (SFS 2009:400)[126]. I tillståndsprocessen är Försvarsmakten remissinstans och risken att säkerhetsläget påverkas negativt av en vindkraftsutbyggnad får därmed anses som mycket låg. Att Försvaret har företräde visas inte minst av det faktum att regeringen nyligen avslog Blekinge Offshores

[126] http://www.forsvarsmakten.se/sv/om-myndigheten/samhallsplanering/riksintressen/

ansökan om att uppföra en vindpark i Hanöbukten – ett område som även är utpekat som riksintresse för vindbruk.

9.3.4 Stödkostnader

En viktig fråga för analysen av stödsystem är vilken typ av ersättningsnivå som behövs för att nå en viss produktionskostnad och/eller realisera en viss utbyggnad. Denna fråga förutsätter egentligen att syfte och mål med stödet är beslutat. Någon ambitionsnivå är i dagsläget inte fastlagd.

I den tidigare rapporten om stöd till havsbaserad vindkraft beräknades kostnaden för stöd till havsbaserad vindkraft till mellan 40–150 miljarder kronor för att stödja 15 TWh medan motsvarande stöd inom elcertifikat beräknades till mellan 7–23 miljarder. Kostnaden skiljer sig bland annat åt av hur mycket havsbaserat som byggs, när det byggs, utbyggnadstakten, elpriset och stödform. Men för att förenkla jämförelsen så kan en total kostnad per utbyggd TWh användas. I förra rapporten hamnade den i så fall på mellan 3–10 TWh.

Sedan dess har komponenter som påverkar kostnaden analyserats vidare vilket innebär att siffrorna behöver omvärderas något. Detta gäller främst:

- Elpriset bedöms på sikt inte stiga i samma omfattning
- Kostnaden för havsbaserad vindkraft bedöms som lägre idag
- Kostnadsreduktionen för landbaserad vindkraft har analyserats mer noggrant
- Den minskade intäkten för vindkraft på grund av produktionsprofilen och dess påverkan på elpriset har analyserats närmare.

Nya beräkningar har gjorts för att avgöra hur dessa komponenter påverkar systemkostnaden. Som jämförelse har referensfallet från förra rapporten använts där den havsbaserade vindkraften inte antogs sjunka i kostnad, referenspriset på el från modellering i Apollo samt den stödform som kallas sliding premium eller contract for difference.

I de nya beräkningarna används dels den intäkt som förväntas från elmarknaden för en vindkraftsaktör enligt beräkningar i kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet och den intäkt som förväntas för en vindkraftsaktör i SE4 om det även sker en utbyggnad på cirka 15 TWh havsbaserad i SE4 och SE3. Vilket i kapitel 6.6 beräknades ytterligare minska vindkraftsintäkterna.

Beräkningarna har också gjorts med en minskad produktionskostnad för havsbaserad vindkraft i Sverige som börjar med 75 öre per kWh år 2018 och minskar linjärt till 55 öre per kWh fram till och med år 2030. I kostnadskapitlet bedömdes ett typprojekt för havsbaserad vindkraft kosta mellan 59–86 EUR per MWh år 2020 beroende på WACC och andra förutsättningar och 49–76 EUR per MWh. Detta ska då relateras till att svenska tillståndsgivna projekt inte nödvändigtvis behöver uppfylla typprojektens förutsättningar.

Jämförs de mest troliga scenarierna med både mindre intäkter på grund av profilkostnad och sjunkande produktionskostnader tar de två effekterna ut varandra. Stödkostnaden hamnar på en något lägre nivå (5–6 miljarder per TWh) än förra rapportens referensfall (7–8 miljarder per TWh).

Viktigt att poängtera är att beräkningarna i detta avsnitt inte avser stödets totala kostnader. För detta bör bland annat även exempelvis statliga administrationskostnader uppskattas.

Tabell 9.1 Nya beräkningar av stödkostnaden uttryckt i miljarder per TWh för två olika kostnadsutvecklingar och tre olika elprisutvecklingar.

Miljarder per TWh		
	Ref Stödkostnad	*Sjunkande kostnad (80 --> 60öre per kWh)*
Ref elpris	7 - 8	2 - 3
Nytt elpris (kontrollstation)	10	**5**
Elpris med 15 TWh hav	11	**6**

Stödkostnad för landbaserad vindkraft

I kontrollstation för elcertifikat (2017) beräknades det totala stödet för den nya ambitionen om 18 TWh till mellan 5 och 60 miljarder kronor beroende på elpris och utformning av kvotkurvan vilket innebär 0,3–3,3 miljarder per TWh.

Lite förenklat så visar resultaten att om exempelvis den nya ambitionen för elcertifikat skulle göras via ett stöd till havsbaserad istället skulle kostnaden för stödet öka från cirka 1,2 till cirka 5 miljarder per TWh, det vill säga cirka 4 gånger mer per TWh.

Om havsbaserad vindkraft stöds utöver elcertifikatsystemet så kommer priset på el gå ner ytterligare. Det gör att stödet för havsbaserat då kostar cirka 6 miljarder per TWh medan kostnaden för stödet till elcertifikat fördubblas.

Samlad jämförelse mellan olika stöd

För att jämföra de olika stödkostnaderna beroende på vad som byggs ut har de samlats i Tabell 9.2 med samma antaganden om kostnadsutveckling och bränslepriset men med olika utvecklingar av elpriset beroende på utbyggnad.

Tabell 9.2 Samlad jämförelse mellan stödkostnad vid olika utbyggnad till år 2030.

	Utbyggnad till 2030 [TWh]	**Stödkostnad elcert [miljard kr]**	**Stödkostnad hav [miljard kr]**	**Total stödkostnad [miljard kr]**
Ref: Nya ambitionen i elcertifikat-systemet (18 TWh)	18	22	0	22
15 TWh havsbaserat istället för ny ambition	15	0	75	75
15 TWh havsbaserat + nya ambiton (18 TWh)	33	44	90	134
15 TWh inom elcertifikat + nya ambition (18 TWh)	33	65	0	65

9.3.5 Dödviktseffekt

Förutom de övergripande stödkostnaderna tillkommer dödviktseffektförlusten om stödet ska finansieras genom en skattehöjning, vilket inte är huvudscenariot. Dödviktsförlust (dödviktskostnad) eller allokativ ineffektivitet är inom nationalekonomi den allokeringsförlust som uppstår genom bristfällig ekonomisk effektivitet. Bristfällig ekonomisk effektivitet uppstår när jämvikten för en vara eller tjänst inte ligger i Pareto optimum (en av grundläggande nationalekonomisk teori är att en fullständig konkurrens marknad skulle leda till Pareto optimum. Däremot, leder Pareto optimum alltid inte till optimal resursfördelning). Dödviktsförluster kan uppstå på grund av den prissättning som sker i monopol, externa effekter, skatter, subventioner, priskontroll eller fasta nivåer för exempelvis löner. I Trafikverkets dokument ASEK 5 (2012) har den marginella dödviktsförlusten för de vanligaste skatterna i Sverige beräknats. En proportionell ökning av inkomstskatten, till exempel genom en kommunalskattehöjning, beräknas ge en marginell överskottsbörda på motsvarande 32 procent av skattehöjningen. Det innebär att om den ovannämnda stödkostnaden på 70 miljarder ska finansieras av skatter kommer den marginella dödviktsförlusten motsvara ca 21 miljarder kronor. Om stödet däremot ska finansieras genom att höja elpriset uppkommer konsumenters förlust vilket omvandlas till producenternas vinst.

9.3.6 Sammanfattning av kostnader

Utifrån kostnaderna (produktion, stöd, dödviktseffekt och så vidare) ser vi att havsbaserad vindkraft har större kostnader än de anläggningar som förväntas byggas ut inom elcertifikatsystemet. Frågan om samhället är berett att acceptera dessa kostnader beror dels på syftet med de energipolitiska målen och dels på andra nyttoaspekter (direkta och indirekta positiva effekter) förknippade med havsbaserad vindkraft.

9.4 Effekter (Nyttor) med havsbaserad vindkraft

Tidigare i rapporten har ett antal effekter redan behandlats och berörs endast kort. Där konstaterades att det generellt finns en viss skillnad mellan en särskild satsning på havbaserad vindkraft jämfört med en ambitionshöjning inom elcertifikatsystemet med avseende på effekter för elsystemet och näringslivet. Det är dock en relativt liten skillnad och inget alternativ bedöms ge någon sammanvägande effekt som är mer positiv än den andra.

I ett scenario där man frångår ett marknadsbaserat styrmedel där prissignaler och andra effekter från kraftsystemet helt eller delvis tas bort kan det finnas effekter som inte analyserats närmare i denna rapport.

Idag används främst vattenkraft, kärnkraft, biokraft och alltmer landbaserad vindkraft för svensk elproduktion. Effekter på helt andra miljökvalitetsmål än de som berörs av havs- respektive landbaserad vindkraft behandlas inte i någon högre utsträckning i denna utredning. Varken vatten-, bio eller kärnkraften har jämförts med havsbaserad vindkraft ur ett miljöperspektiv. Biomassa har dessutom flera alternativa användningsområden.

Nedan diskuteras olika möjliga direkta och indirekta effekter (nyttor) kring havsbaserade vindkraft och jämför också med andra förnybara källor med fokus på landbaserad vindkraft.

9.4.1 Kostnadsutveckling/ kostnadsreduktion

Enligt den detaljerade beskrivningen i avsnitt 3.3 kan vi konstatera att i dagsläget har havsbaserade vindkraft lägre konkurrenskraft jämförelse med landbaserade eller andra konventionella elproduktionsslag men den har stora potentialer för kostnadsreduktion. En rad studier visar att tekniskt lärande[127] (learning-by-doing och learning-by-using) är fundamentala drivkrafter för kostnadsreduceringar i den havsbaserade vindkraftsindustrin[128].

Kostnadsreduktion kan ske genom teknisk utveckling och det finns olika sätt som leder till teknisk utvecklingen. Genom att utveckla nya metoder för turbin-installation, avancerad bladmaterialet etc. Havsturbiner har ökat i både storlek och kapacitet snabbare än landturbiner under senaste åren vilket gör att havsbaserad vindkraft har stor chans att bli mer attraktiv på grund av stordriftsfördelar. Frågan är om kostnadsreduktionen kan ske så omfattande att kostanden för havsbaserat vindkraft sjunker ner till samma nivå som kostnaden för landbaserat och hur lång tid det kan ta? Det är också intressant att fundera kring om kostnaden kan minska så mycket att utbyggnaden kan ske utan stöd.

Ett av argumenten för att stödja havsbaserad vindkraft är positiva spridnings-effekter av tekniskt lärande. Att stödja marknadsintroduktion av nya teknologier innebär en investering i en tekniks lärande: vi accepterar högre kostnader idag för att kunna utnyttja lägre kostnader i framtiden[129]. Marknaden för havsbaserad vindkraft är dock internationell och bedömningen i kapitel 3 är att de lärdomar som andra länder gör i sin utbyggnad kommer Sverige till del även vid en framtida utbyggnad.

Studier visar att Östersjön trots ca 10 procent lägre medelvindar, ger förutsätt-ningar för vindkraften att vara kostnadseffektivare än utbyggnaden i Nordsjön på grund av bland annat grundare vattendjup, lägre våghöjder och kortare avstånd till land. Korta avstånd medför billigare arbetskraft på grund av kortare transfertider, mindre behov av bostadsplattformar, möjlighet att operera vid kortare väder-fönster vilket leder till mindre risk för stillestånd samt billigare transporter både vad gäller bränsle och kostnader för hyra av fartyg, minskat behov av helikopter och enklare logistik.

---

[127] Lär kvoten brukar räknas som procentuella kostnadsreduktion för varje dubblering av kumulativ MW av angeläget vindturbiner. Lär kvoter för landbaserade krafter har estimerad ca 10 procent per dubblering under senaste 20 åren. Motsvarande lär kvoten är mellan 5 till 32 procent för havsbaserade vindkraft (Bergmann och Hanley 2012).

[128] Smit m.f.l. 2007; Lemming et al. 2007

[129] Söderholm 2009

9.4.2 Arbetstillfällen

Det är här viktigt att skilja på om det är fråga om helt nya jobb eller endast en omlokalisering av svenska resurser. Om det är nya arbetstillfällen som löser utbredd arbetslöshet eller om arbetstillfällen uppstår på orter med lokal arbetslöshet kan det räknas som en nytta för samhället. Det kan innebära minskade kostnader för samhället genom att beloppet för arbetslöshetsstöd minskar. Däremot tas arbetskostnaden från omlokalisering av resurser (konjunkturberoende och där många går till ett nytt jobb från ett gammalt). Dessa lönekostnadsbelopp får då istället antas utrycka värdet av arbetskraftens alternativanvändning. Däremot finns ett värde av utvecklad och införskaffad kunskap om den nya tekniken har en stor potential.

Enligt vissa studier tycks havsbaserad vindkraft vara mer arbetsintensiv per installerad MW än landbaserad genom projektets alla tre faser; projektering, bygg och installation samt drift och underhåll. Men arbetstillfällen är dock delvis kopplade till antal verk snarare än installerad effekt vilket innebär att det numera snarare är ett motsatt förhållande vilket analyseras i senare avsnitt.

Utifrån tidiga studier kan dock konstateras att det är en stor variation i sysselsättningsgraden för havsbaserad vindkraft med 5,95–15,73 årsarbeten per MW. Detta kan jämföras med landbaserad vindkraft där motsvarande intervall ligger på 3,70–8,79 årsarbeten per MW. Dessa siffror anger direkta arbetstillfällen totalt sett. De säger inget om var årsarbetena uppstår, om det är inom eller utom landet. Därtill kommer indirekta effekter, i form av bland annat ökad efterfrågan på varor och tjänster i regionen där vindkraftsetableringen sker. Sådana effekter påverkar i hög grad det lokala samhället och näringslivet.

Direkta arbetstillfällen är sådana som genereras direkt inom projektet för projektering, konstruktion och installation samt i driftsfasen. De indirekta effekterna är resultat av köp av varor och tjänster i nästa led i värdekedjan. Forskningen ser ibland olika på gränsdragning för direkta och indirekta effekter. Viss litteratur inkluderar samtliga lokalt/regionalt upphandlade tjänster (transporter, bygg, hotellnätter med mera) som direkta medan andra ser vissa av dessa som indirekta effekter. Enighet råder dock om att konsumtionseffekten, det vill säga effekten av att arbetskraften på plats under projekttiden spenderar del av sin inkomst på varor och tjänster på orten, är en indirekt effekt.

Sysselsättningseffekt: landbaserad vindkraft

Sysselsättning inom landbaserad vinindustri varierar bland annat beroende på storlek på anläggningen och del av etableringsprocessen.

Utifrån sammanställningen av resultaten i litteraturöversikt (se bilaga) har en uppräkning skett av potentiella sysselsättningseffekter av en utbyggnad av landbaserad vindkraft motsvarande 15 TWh. Baserat på de svenska fallstudierna med data för samtliga faser hade den genomsnittliga landbaserade anläggningen 30 verk och en effekt på 80 MW. Under projektfasen samt bygg- och installations-

fasen krävde genomsnittsanläggningen 2,40 årsarbeten per MW och 3,27 årsarbeten per MW under hela den förväntade driftsfasen, som normalt sett har angetts till 25 år.

Under antagandet att ett nyinstallerat landbaserat verk har 3 200 fullasttimmar per år krävs drygt 4 600 MW installerad effekt för att uppnå 15 TWh. Om utbyggnaden endast skulle ske genom ovan beskrivna genomsnittsanläggning skulle 58 sådana anläggningar krävas för 15 TWh vilket högt räknat innebär cirka 32 000 årsarbeten.

Det är värt att notera att endast arbetstillfällen som producenten står för i projekteringsfasen har inkluderats i studierna. Det innebär att exempelvis myndigheters handläggning inte inkluderats.

Sysselsättningseffekt: Havsbaserad vindkraft

Utifrån sammanställningen av resultaten enligt litteraturgenomgång har en uppräkning gjorts av potentiella sysselsättningseffekter. Baserat på de svenska studierna med data för samtliga faser har den genomsnittliga havsbaserade anläggningen 197 verk och en effekt på 895 MW. Under projekteringsfasen antas genomsnittsanläggningen kräva 0,4 årsarbeten per MW, bygg- och installationsfasen 2,7 årsarbeten per MW och 5,65 årsarbeten per MW under hela förväntade driftsfasen, som normalt sett har angetts till 25 år.

Under antagandet att ett nyinstallerat havsbaserat verk har 4 000 fullasttimmar per år krävs 3 700 MW installerad effekt för att uppnå 15 TWh. Om utbyggnaden endast skulle ske genom ovan beskrivna genomsnittsanläggning skulle 48 sådana anläggningar krävas för 15 TWh vilket högt räknat innebär cirka 40 000 årsarbeten.

Utifrån detta antagande har sysselsättningseffekten (regionalt och internationellt) uppskattats och en översiktlig beräkning har gjorts av effekten för svensk arbetskraft. Andel regionala[130] arbetstillfällen visas i Tabell 9.3.

Sysselsättning och samhällsintäkter i andra länder, vid en eventuell utbyggnad i Sverige, är på inget sätt fel eller oväntat men genererar inte direkta eller indirekta ekonomiska effekter till det svenska samhället. En viktig del av uppskattningen av antal årsarbetskraft är att den är baserad på exempelvis MW eller TWh. Arbetskraften är dock också kopplat med antal verk som installeras. Eftersom antalet antal verk kommer att bli färre per installerad MW och TWh eftersom både effektiviteten och storleken ökar kommer även arbetskraften per installerad effekt att minska.

Samtidigt minskar också produktionskostnaden för havsbaserad och landbaserad vindkraft på sikt, på grund av effektivisering i olika led, vilket också kommer att minska antalet arbetstillfällen per TWh.

[130] Med regionalt avses inom Sverige

Tabell 9.3 Antal årsarbete för utbyggnad av hav (15 TWh) och land (15 TWh) samt beräknade antal årsarbete som bedöms uppstå i Sverige. Källa Sweco, Energimyndigheten.

	Litteratur		8 MW-turbiner (2020)		16 MW-turbiner (2035)	
Hav (Total)	40 000		15 000		10 500	
Hav (Sverige)	4 000 (låg)	12 000 (hög)	1 500 (låg)	4 500 (hög)	1 000 (låg)	3 000 (hög)
Land (Total)	32 000			–		–
Land (Sverige)	3 000 (låg)	10 000 (hög)		–		–

Tabellen ovan visar antal årsarbete totalt enligt en litteraturgenomgång från Sweco (2016) och enligt Swecos egna bedömningar fördelat på 8 MW turbiner (2020) och 16 MW turbiner (2035). Notera att Energimyndigheten inte gjorde några analyser av framtida arbetstillfällen för landbaserad vindkraft.

Energimyndighetens bedömningar är gjorda med antagandet att det kan uppstå mellan 10 till 30 procent arbete i Sverige. De beräknade antal årsarbete visas i ett intervall (låg och hög) för Sverige (regionalt) från havs respektive landbaserad vindkraft.

I en framstudie[131], baserad på simuleringar av energisystemet för 139 länder över hela världen, visades att omställning av energisystemet från fossilberoende till 100 procent förnybart kommer att generera nya arbetstillfällen. Den svenska omställningen, som i studien innebar 30 TWh havsbaserad vindkraft, uppskattas ge cirka 16 000 nya direkta jobb inom havsbaserad vindkraft. Av dessa skapas 6 000 i bygg- och anläggningsfasen och 10 000 inom drift och underhållsarbete. Till detta kommer uppskattningsvis ytterligare 5 000 arbetstillfällen inom utbyggnad, drift och underhåll av de havsbaserade elnäten och uppskattningsvis 4 000 inom forskning och utveckling inom industri och nätinfrastruktur.

Motsvarande beräkning baserad på 20 TWh pekade på ca 25 000 årsarbetstillfällen (Vindenergi till Havs 2016). Där konstaterades också att en väldigt liten andel skulle ske i Sverige.

En viktig poäng att åter lyfta fram är att hur man betraktar arbetstillfällen har betydelse i ett samhällsperspektiv. Syftet med havsbaserad vindkraft är inte att åtgärda något arbetslöshetsproblem utan det kan uppstå omställning regionalt och internationellt. Utifrån samhällsekonomiskt perspektiv ger havsbaserad vindkraft väldigt lite nytta när det gäller arbetstillfällen.

Det är en partiell analys och den nationella nettoeffekten är antagligen noll eller på grund av dödviktförlusten till och med negativ om man finansierar med högre skatt och inte genom ökat skuldsättning. Dessutom behöver man naturligtvis titta mera på makroeffekten av ökade statsutgifter.

[131] 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight (WWS) All- Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World, Stanford University

9.4.3 Näringslivsutveckling/ kompetensutveckling /ny marknad

I avsnitt 8 beskrivs marknaden och näringslivsverksamheter kopplad till landbaserad och havsbaserad vindkraft i Sverige och utomlands samt näringslivsutvecklingspotentialen vid en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige. Både utbyggnad av land- och havsbaserad vindkraft har potential att bidra till lokal ekonomisk utveckling och en nationell ekonomisk tillväxt, genom utveckling av en inhemsk leveranskedja.

Nära kopplat till teknikutveckling och kostnadsminskning är så kallade lärkurvor, det vill säga ny kunskap byggs upp successivt när ny teknik eller teknologimarknad introduceras. I takt med att marknadens aktörer lär sig mer om den nya tekniken/teknologin minskar kostnaderna vilket har betydelse att bidra med ökad samhällsekonomiskt lönsamhet.

Ett annat sätt att är Sverige drar nytta av att överföra kunskapen till andra länder där det finns ett stort behov av att minska utsläpp genom att satsa på förnybar elproduktion. Återigen är det dock viktigt att poängtera att havsbaserad vindkraft är en etablerad teknik i en etablerad internationell marknad och lärdom kan göras i Sverige utan att det sker någon faktisk utbyggnad här.

Förutom direkta effekter på sysselsättning finns indirekta effekter som uppstår eftersom sysselsättningen leder till nettoinkomster som i sin tur leder till konsumtion, sparande och import (IUC 2012).

I takt med att vindkraftsindustrin växer sig större i landet ökar inte bara efterfrågan på arbetskraft och insatsvaror utan också på ny typ av kunskap. Kompetens och erfarenhet genereras lokalt och regionalt genom arbete i projekt medan viss kompetens importeras.

För kommuner, landsting och företag är det mer kostnadseffektivt att rekrytera lokalt. Det ökar i allmänhet också legitimiteten för projektet. Utbildning och kompetensutveckling är således en viktig del i lärkurvan och på flera platser i landet utbildas bland annat vindkraftstekniker för att kunna möta efterfrågan på lokal personal. Ett exempel är offshoreutbildning för drifttekniker i Söderhamn (Persson et al. 2016). Andra YH-utbildningar som finns är Internationell vindkrafttekniker i Piteå, Campus Varberg, Folkuniversitetet i Kungälv, Hjalmar Strömerskolan i Strömsund, Lernia College AB i Malmö. I en analys av vindkraftteknikerutbildningar i Sverige finner man dock att antalet utbildningsplatser minskat från 150 stycken under 2015 till 45 två år senare, vilket skapar en situation där det uppstår brist på utbildade tekniker (Aldén et al. 2016).

9.4.4 Påverkan på statsbudgeten

Hur skatteintäkter och skatteutgifter påverkas med ökade investeringar och om mer kapital läggs i havsbaserade vindkraftsprojekt beror på om det är kapital från utlandet som tillförs eller endast en omlokalisering av svenskt kapital.

Arbetskraft/arbetstillfälle som beskrevs i avsnitt 9.4.2 är en stor del av investeringskostnaden utifrån projektets perspektiv. Sedan är frågan också om det

är nya arbetstillfällen eller omställning av befintlig arbetskraft. Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv har omställning av arbetstillfällen ingen betydande nytta för samhället. Oavsett ny eller omställning av arbetskraft, kan man beräkna inkomstskatt av dessa arbetstillfällen (Tabell 9.4 nedan) som bidrag till statsbudgeten.

Tabell 9.4 Intervallet för bidrag till budgettillskott i miljoner kr för havs- respektive landbaserad vindkraft.

	Litteratur	8 MW turbiner (2020)		16 MW turbiner (2035)	
Hav (Sverige)	484–1 453	180–540		126–379	
Land (Sverige)	392–1 176	–	–	–	–

Med hänsyn till antagandet av årlig lönesumma av 400 kkr per anställd baserad på Blekinge offshore vindkraftspark[132] beräknas ett genomsnittligt intervall för budgettillskottet som skulle kunna bidra i kommunala skatteintäkter (30 %) över hela projektperioden. Beroende på antagandet om andel årsarbete som möjligen kan uppstå i Sverige utifrån litteraturöversikten kommer det kommunala budgettillskottet variera mellan 484 och 1 453 miljoner kronor. Enligt Energimyndighetens bedömning av årsarbete med 8 MW turbiner respektive 16 MW turbiner, kan budgettillskottet variera från 126 miljoner kronor till 54 miljoner kronor. Notera att i beräkningen tas inte någon hänsyn till diskonteringsränta och intäkterna ska beaktas som ungefärliga genomsnittliga värden.

9.4.5 Elkundens kostnad och fördelningseffekt

Elkundens direkta påverkan från en utbyggnad av havsbaserad vindkraft är att elpriset förändras med en utbyggnad och att det tillkommer en stödkostnad om stödet utformas så att elkunden betalar. Indirekt kan även elsystemet i övrigt behöva anpassas vilket kan påverka elkundernas nättariffer. Detta har dock inte utretts närmare då det snarare ses som en nödvändig anpassning av elsystemet för att få ett 100 procent förnybart elsystem och oavsett om det sker med havsbaserad vindkraft eller andra förnybara elproduktionsanläggningar.

Hur mycket stöd som behöver ges till havsbaserad vindkraft beror, som tidigare visats, på vilken produktionskostnad havsbaserad vindkraft har, vilket elpris som förväntas och när i tiden utbyggnaden sker. Men några generella slutsatser går att dra utifrån de modellkröningar som gjorts. I vidare exempel så räknas EUR per MWh om till öre per kWh med en växlingskurs på 9,6. En uppskattad genomsnittlig kostnad i öre per kWh görs också på en 20-årsperiod.

Om havsbaserad vindkraft byggs ut till 15 TWh så kommer årsmedelpriset på el att på sikt minska med cirka 7–8 öre per kWh till år 2030. På en 20-årsperiod innebär detta en minskad utgift för elkunderna på i genomsnitt *5–6 öre per kWh*.

[132] Jan-Evert Nilsson (år saknas), Samhällsekonomiska effekter vid etablering av Blekinge Offshore Vindkraftspark

Intäkterna från vindkraftselen kommer dock att vara cirka 10–11 öre per kWh lägre än årsmedelpriset. Stödkostnaden blir därför fortfarande hög och hamnar runt 5–6 miljarder per TWh vilket motsvarar 75 till 90 miljarder för 15 TWh. Samtidigt ökar kostnaden för elcertifikatsystemet med cirka 20 miljarder på grund av de minskade intäkterna från elmarknaden. För en specifik elkund blir då den ökade stödkostnaden under en 20-årsperiod drygt 4–5,3 öre per kWh för den havsbaserade vindkraften och drygt 1,2 öre per kWh för elcertifikat.

Sammantaget så minskar alltså kostnaden med el med *5–6 öre per kWh* medan stödkostnaden ökar med *5–6,5 öre per kWh*.

I jämförelse så skulle en ytterligare ökning med 15 TWh inom elcertifikatsystemet ge en ökad stödkostnad med cirka *2 öre per kWh*.

Ett stöd till havsbaserad skulle ge en högre stödkostnad för konsumenter och alltså ge en ökad kostnad jämfört med ett teknikneutralt stöd.

En allt för stor utbyggnad kan också orsaka så låga elpriser att det kan vara svårt att reinvestera i befintlig produktion och medför ökade kostnader på sikt.

Elpriset har påverkan på konsumenternas disponibla inkomst. Ökningen i energikostnader påverkar fattiga mer negativt jämfört med övriga inkomstgrupper i samhället. Att titta på fördelningseffekter på hushållen indelade i olika inkomstgrupper ger en bättre bild på hur olika konsumentgrupper blir påverkad energipriser i Sverige.

9.4.6 Producentintäkter och intäkter från export av el

Som visades i kapitel 6 kommer den årliga elproduktionen sannolikt öka till cirka 187 TWh per år fram till år 2030. Samtidigt beräknas Sverige ha en export på cirka 40 TWh. En investering i havsbaserad skulle ytterligare öka detta.

I samband med den nya ambitionshöjningen med 18 TWh inom elcertifikatsystemet analyserade Energimyndigheten vilken effekt detta har på exportintäkter (via flaskhalsintäkter) samt vilken total intäkt producenter får förutom stödet inom elcertifikat mellan år 2020 och 2030.

Resultatet visar att summan av exportintäkter och producentintäkter i stort sett blir detsamma oavsett ökning med 18 TWh eller inte. Detta på grund av att elpriset samtidigt går ner.

Att även öka havsbaserad vindkraft skulle sannolikt ge ett liknande resultat. En ökad export av el på grund av ny havsbaserad vindkraft skapar alltså inga egentliga nya intäkter för elsystemet utöver stödkostnaden.

9.4.7 Effekter på elcertifikatsystemet av separat stöd till havsbaserad

Att införa ett stödsystem för havsbaserad parallellt med elcertifikatsystemet skulle få effekter på elcertifikatsystemet.

En direkt effekt är att en ökad mängd elproduktion skulle minska priset på el. Detta innebär då samtidigt att priset på elcertifikat behöver gå upp för att möjliggöra en utbyggnad och på så sätt ökar stödkostnaden för systemet. I avsnittet om stödkostnad visades att en utbyggnad på cirka 15 TWh havsbaserad skulle fördubbla stödkostnaden för elcertifikat.

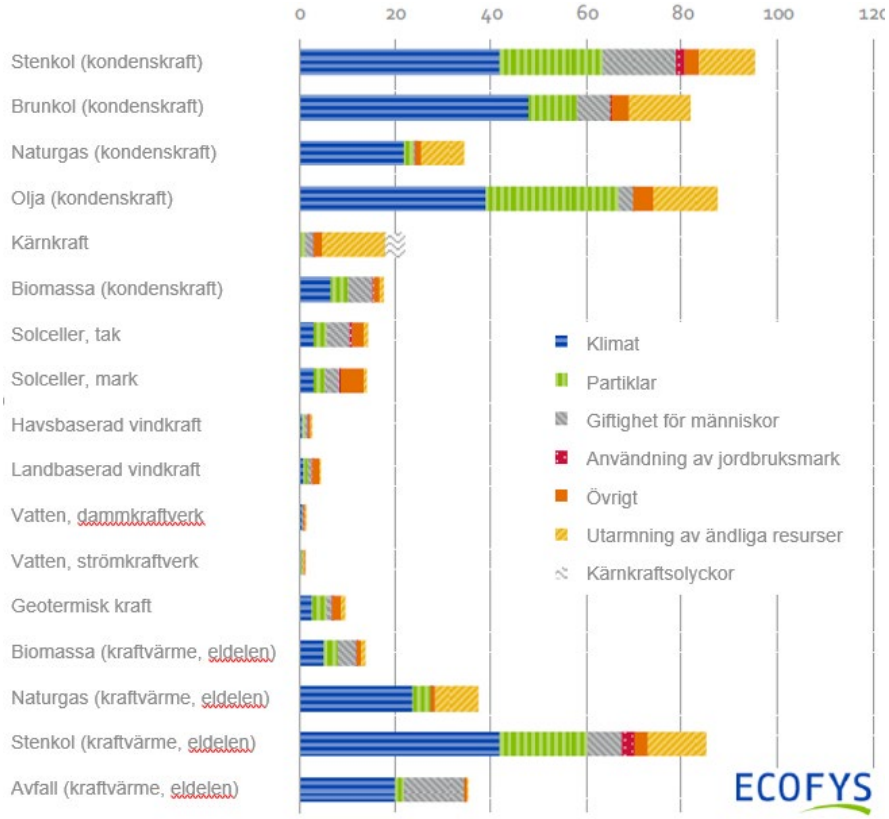
I den förra kontrollstationen för elcertifikat (2017) konstaterades också att det finns en sannolikhet att landbaserad vindkraft kan klara sig utan stöd mot slutet av 2020-talet. Denna sannolikhet minskar då vilket innebär att förnybar el kan behöva fortsatt stöd i framtiden.

Två parallella stöd kan också få konsekvenser för investerare. Elcertifikatsystemet är idag väldigt konkurrensutsatt och ett stöd till havsbaserad vindkraft som anses mindre riskfyllt för en investerare skulle kunna locka dem mer åt detta håll.

I kraftsystemet finns också en viss konkurrens om nätanslutning och en ökad utbyggnad påverkar också elpriset i elområdet det byggs i. Generellt skulle det därför kunna bli en konkurrens mellan de två stödsystemen om placering av anläggningar. Ett mer centralplanerat stöd till havsbaserat skulle också kunna göra det svårt för vissa anläggningar inom elcertifikatsystemet att bygga på platser som annars skulle varit gynnsamma för att det beslutats om ett projekt med havbaserat.

9.4.8 Externa miljökostnader från olika kraftslag

Att uppskatta och värdera de externa miljökostnaderna förknippade med olika kraftslag medför stora metodutmaningar, både då effekterna kan skilja sig mycket från fall till fall och då det kan vara svårt nog att med säkerhet bedöma miljöeffekterna av olika kraftslag i fysiska termer, och än svårare att värdera detta monetärt. Konsultföretaget Ecofys har på uppdrag av EU-kommissionen gjort en sådan skattning, som redovisas i figuren nedan. För en rättvisande jämförelse bör poängteras att samtliga relevanta miljöeffekter inte är med i studien, såsom buller (redovisas av Energimyndigheten separat i avsnitt 9.4.12 med underlag av litteraturstudie) och direkt påverkan på biologisk mångfald utöver rent markanspråk. Det innebär att de externa kostnaderna för flera kraftslag sannolikt underskattas, och kan potentiellt också påverka rangordningen mellan olika kraftslag, men figuren ger ändå en fingervisning om storleksordningarna. Enligt denna analys har havsbaserad vind något lägre externa miljökostnader än landbaserad vind men vindkraft har generellt en mycket lägre miljöpåverkan än andra kraftslag, med undantag för vattenkraft.



Figur 9.1 Externa kostnader (€ 2 012/MWh el) för olika kraftslag, vägt genomsnitt för EU28. Som not till figuren i källan anges att värdena för solceller sannolikt är en överskattning på grund av den snabba tekniska utvecklingen, samt att biomassa inte avser energigrödor som odlas för ändamålet utan enbart restprodukter. Källa: Ecofys 2014[133]

9.4.9 Påverkan på de svenska miljömålen

Vindkraft – havs- såväl som landbaserad – kan ge såväl synergier som konflikter med de nationella miljökvalitetsmålen. Genom en väl planerad och vald lokalisering kan mycket av den negativa miljöpåverkan undvikas eller i vart fall minimeras. I en tidigare analys[134] har myndigheten gjort följande bedömning om möjliga synergier och målkonflikter:

[133] Ecofys. Subsidies and costs of EU energy, 2014

[134] Energimyndigheten. Konflikter och synergier mellan mål i energi- och miljöpolitiken, 2007. ER 2007:18.

Tabell 9.5 Synergier och konflikter mellan utbyggnad av vindkraft och svenska miljömål.

Miljökvalitetsmål		Synergi eller konflikt i förhållande till vindkraft?
1	Begränsad klimatpåverkan	Synergi när vindkraft ersätter elproduktion i anläggningar som använder fossila bränslen.
2	Frisk luft	Synergi genom minskade utsläpp av kväveoxider, stoft och andra ämnen när vindkraft ersätter andra anläggningar som släpper ut dessa ämnen till luft
3	Bara naturlig försurning	Synergi genom minskade utsläpp av svaveldioxiner och kväveoxider som är försurande (när vindkraft ersätter anläggningar som använder fossila bränslen)
4	Giftfri miljö	Synergi. Vindkraft släpper inte ut eller orsakar några olyckor där giftiga ämnen sprids
5	Skyddande ozonskikt	Synergi genom minskade utsläpp av växthusgaser när vindkraft ersätter förbränning av fossila bränslen.
6	Säker strålmiljö	Synergi när vindkraft ersätter kärnkraft
7	Ingen övergödning	Synergi då vindkraft ersätter anläggningar med förbränning av fossila bränslen, vilket direkt ger minskade utsläpp av kväveoxider som ger övergödande effekter
8	Levande sjöar och vattendrag	Konflikt undviks genom hänsynstagande vid vindkraftsetablering
9	Grundvatten av god kvalitet	Synergi då mer vindkraft minskar övergödningen vilket i sin tur minskar risken för att nitrat når grundvattnet och omvandlas till nitrit. Grundvatten förorenat med kväveföreningar är en allvarlig hälsorisk.
10	Hav i balans samt levande kust och skärgård	Konflikt undviks om hänsyn tas vid byggandet av vindkraftverk med avseende på påverkan av värdefulla natur- och kulturmiljöer. Synergi när hårda ytor, till exempel på fundament, kan fungera som artificiella rev och dra till sig både växter och djur.
11	Myllrande våtmarker	Konflikt kan uppstå om inte hänsyn tas vid val av område för vindkraftsetablering. Våtmarkernas ekologiska funktion kan förbättras genom vindkraftens påverkan på klimat och ingen försurning.
12	Levande skogar	Konflikt kan uppstå om inte hänsyn tas för att bevara värden för friluftsliv
13	Ett rikt odlingslandskap	Hänsynstagande vid vindkraftsetablering kan krävas för att inte konflikt ska uppstå
14	Storslagen fjällmiljö	Konflikter behöver inte uppstå om hänsyn tas till naturens långsiktiga produktionsförmåga, biologiska mångfald, natur- och kulturmiljövärden samt värden för friluftsliv
15	God bebyggd miljö	Synergi genom att vindkraft inte behöver några transporter av miljöfarligt gods eller bränsle, så att transportbehovet minskar samt är miljöanpassade. Detta minskar även antalet olyckor med farliga ämnen. Hänsynstagande vid vindkraftetableringar skapar förutsättningar för att konflikter undviks exempelvis med avseende på buller.
16	Ett rikt växt- och djurliv	Om fundamenten på havsbotten fungerar som artificiella rev med betydande påväxt samt samlingsplats för fiskar leder det till synergi. Denna ökade tillgång på föda för olika djurarter är även den en synergi. Hänsyn kan behövas för viktiga biotoper vid vindkraftetablering.

Som synes är konsekvenserna för olika miljömål beroende av vilka energislag den havbaserade vindkraften antas ersätta. I det valda referensalternativet för analysen förutsätts havsbaserad vindkraft ersätta annan förnybar energi i elcertifikatsystemet, i första hand landbaserad vindkraft. Det innebär att den havsbaserade vindkraftens

nyttor jämfört med icke-förnybara energislag – inte minst klimatnyttan (utöver eventuella livscykelskillnader till exempel vid produktion av verken, vilket speglas i ovan nämnda Ecofysrapport) – inte är relevanta. Den relevanta jämförelsen gäller i stället havbaserad och landbaserad vindkraft.

Landbaserad vindkraft och havsbaserad vindkraft är tämligen jämförbara när det gäller utsläpp av miljöfarliga ämnen. Annars påverkar landbaserad vindkraft och havsbaserad vindkraft miljön på lite olika sätt. Det är en värderingsfråga vad som är viktigast: en ostörd havsmiljö eller en ostörd landyta. Här får hänsyn tas till att Sverige inte är särskilt tättbebyggt, särskilt inte i norra delen av landet.

Havsbaserad vindkraft täcker i teorin en mindre yta eftersom det blåser mera till havs vilket resulterar i fler fullasttimmar och eftersom turbiner med större effekt används. I praktiken minskar denna fördel som resultat av den havsbaserade vindkraftens något lägre tillgänglighet. Det tar exempelvis längre tid att åtgärda produktionsstopp.

De tidigare refererade Ecofys rapporten om olika kraftslags externa miljökostnader tyder på något lägre kostnader för havbaserad jämfört med landbaserad vind. Söderholm[135] argumenterar dock för att även om forskning visar att de externa kostnaderna för havsbaserad vindkraft (till exempel inverkan på landskapsbild, buller etc.) överlag är lägre än motsvarande kostnader för landbaserad vindkraft så är det litet som talar för att dessa relativa miljöfördelar är så pass omfattande att kraftslagets totala samhällsekonomiska kostnader idag kan sägas vara lägre än den landbaserade vindkraftens. Även konsultföretaget Thema menar i en rapport på uppdrag av Skellefteå kraft att det inte är några större skillnader i miljöeffekter mellan havsbaserad och landbaserad vindkraft[136]. Det finns till exempel landskaps- och bullereffekter i båda fall. Landbaserad vindkraft kan påverka fågellivet mer negativt, medan havsbaserad vindkraft kan ha negativ påverkan på fisk och marina djur (diskuteras i detalj senare). Med reservation för att Thema inte analyserat eventuella skillnader när det gäller miljöpåverkan av de elnät som behövs i de båda fallen så är deras slutsats att i den mån det finns en skillnad är den sannolikt till förmån för vindkraft till havs. Fundamenten kan bli livsmiljöer för vattenlevande arter och möjligen upplevs en mindre påverkan på landskapsbilden i och med att vindkraftverken kan förläggas på långt avstånd från land.

9.4.10 Fåglar

De negativa effekterna av vindkraftverk kan vara antingen direkta, genom att fåglar dödas, eller indirekta, genom att deras livsmiljö förändras[137]. I jämförelse med antalet fåglar som dödas av katter, elledningar eller i trafiken, är vindkraftens påverkan relativt liten. Ett vindkraftverk i Europa och Nordamerika dödar i genomsnitt 2,3 fåglar per år (medianvärden). Variationen är stor (0–60 fåglar) och

[135] Söderholm, P (2009). Styrmedel för havsbaserad vindkraft. ER 2009:09.

[136] THEMA Consulting Group (2015). Options for large-scale wind power deployment in Sweden. THEMA Report 2015-15.

[137] Vindval rapport 6467 (2011)

fördelningen ojämn. De flesta verk dödar få eller inga fåglar, medan några få verk dödar många. Verkens placering har avgörande betydelse.

I första hand sjöfåglar men också migrerande fåglar riskerar att kollidera med turbiner. Dödligheten minskar av att fåglarna tycks undvika att flyga genom vindkraftsparker, men det riskerar å andra sidan att skapa barriärer och habitatförluster. Många sjöfåglar har ett begränsat område där de hittar sin föda, och dessa är i många fall vid grunda sandbankar som också är lämpliga områden för havsbaserade vindparker.[138]

9.4.11 Marint djurliv och fiskenäringen

Det saknas kunskap om hur en eventuell storskalig vindkraftsutbyggnad till havs långsiktigt skulle påverka olika marina ekosystem[139]. Havsbaserade vindkraftsprojekt påverkar miljön på olika sätt under anläggningsfasen, driftsfasen och avvecklingsfasen. Anläggningsfasen bedöms medföra de största miljöeffekterna då höga ljudnivåer och sedimentspridning kan påverka marina organismer. Under driftsfasen, som är den klart längsta fasen, förväntas barriäreffekter och förändringar i den naturliga miljön. Avvecklingsfasen kan på nytt medföra ökat buller och sedimentspridning i området i och runt parken. Sammantaget visar forskning i Sverige och andra länder på en mycket begränsad negativ miljöpåverkan i samband med byggnation och drift av havsbaserade vindkraftsanläggningar.[140],[141]

Fiskerinäring påverkas oundvikligen av havsbaserad vind. Även här är dokumentationen begränsad. Ett antal studier visar att fisket i Irländska sjön till viss del förflyttats till följd av utbyggnad av havsbaserad vind. Studierna säger dock inget entydigt om huruvida fångstkvoterna förändrats eller ej (Hattam et al. 2015). Vindkraftverk till havs har visat sig ha positiva effekter på fiskebeståndens möjlighet till återhämtning liksom för olika typer av musslor, snäckor och andra havslevande organismer. Detta då området kring fundamenten med tiden bildar ett skyddat område. Den biologiska mångfalden kring vindkraftverken har dock visat sig vara något lägre än i angränsade områden. Detta kan bero på den förhållandevis korta tidshorisont som studier baseras på. Förhoppningen är att det på sikt finns möjlighet till uppbyggnad av lokalt ekosystem runt vindkraftverken.

---

[138] Snyder, B. and M.J. Kaiser. 2009. Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy. Renewable Energy 34(6):1567-1578.

[139] Vindkraftens effekter på maritimt liv, en syntesrapport. Vindval Rapport 6488. Lena Bergström m.fl. (2012).

[140] Naturvårdsverket (2008). Vindkraftens miljöpåverkan. Resultat från forskning 2005–2007 inom kunskapsprogrammet Vindval.

[141] Danish Energy Authority (2008). Tender for Offshore Windfarm Rødsand II 2008. Internet: www.energistyrelsen.dk/sw63828.asp.

9.4.12 Buller och landskap

Buller och visuell påverkan framställs många gånger som något som påverkar människors vilja att bo och vistas i närheten av vindkraftverk negativt. Det gäller dock främst landbaserad vindkraft. Dessa effekter skulle kunna påverka migration, pendlingsflöden, turistinkomster och även fastighetspriser. Sådana negativa externa[142] effekter är svåra att prissätta men storleken kan uppskattas bland annat genom man ber boende eller besökare att ange hur mycket de anser det skulle vara värst att inte ha vindkraftverk i sin omgivning. Forskning visar att de externa kostnaderna för havsbaserad vindkraft (till exempel inverkan på landskapsbild, buller etc.) överlag är lägre än motsvarande kostnader för landbaserad vindkraft

En studie genomfördes av Dimitropoulos och Kontolean (2009) i Grekland som tillämpade CE (continget Evaluation) metod för att kunna mäta WTA[143] på vind turbin installationer på Naxos och Skyros öarna med personliga intervjuer. Studien tittade på olika variabler så som antal turbiner, turbinhöjd, grader av lokala engagemang i projekteringsfas och mottagen årliga subventioner per hushållet (som kompensation). Den genomsnittliga WTA för att reducera vindparkens storlek från 30 turbiner till 4 var € 1 128 per hushåll och år i Skyros men däremot bara € 282 per hushåll per år i Naxos. Genomsnittlig WTA för att reducera turbinhöjd från 90 m till 50 m var € 243 och € 510 per hushåll varje år i båda öarna. Den genomsnittliga WTA för att flytta vindpark från ett försvarbart område till icke försvarbart område var € 719 och € 2 090 per hushåll på respektive öarna.

9.4.13 Infrastruktur och fastighetspriser

Etablering av vindkraftverk leder ofta till att infrastrukturen i de berörda områdena byggs upp och förbättras. Nya vägar, elnät och fiber (internet) till vindkraftverken kan ge positiva externa effekter genom att ge förbättrade kommunikations- och transportmöjligheter i lokalsamhällen. Kostnaden för investeringen, som lokalsamhället annars skulle behöva stå för, kan användas som ett mått för den ekonomiska påverkan.

Gällande fastighetspriser visar resultat från olika studier både minskning och ökning i fastighetsvärde (Persson och Fernqvist 2016). Sterzinger Mfl (2003) analyserade hur fastighetspriser påverkades av synliga vindkraftverk på land och bevisade att i åtta av tio fall ökade fastighetspriserna snabbare än priset i kontroll-området. Groothius m.fl. (2008) estimerade betalningsvilja för kompensation (Willingness to accept for compensation, WTA) av boende på föreslagen land-baserad vindpark i södra Appalachian highlands i North Carolina. De räknade median-WTA som $ 23 per hushåll och år för installation av vindparken med ett 95 procent konfidensintervall av $ 5 till $ 39 per hushåll och år. Studien visade också att individerna krävde mindre kompensation i samband med annan miljöpåverkan än vid uppförande av vindkraftverk.

---

[142] En extern effekt (eller externalitet) föreligger om en ekonomisk transaktion påverkar nyttan för tredje part. Externaliteter kan vara både positiva och negativa.

[143] Willingsness to accept (på engelska) för att mäta individernas kompensationskrav för att acceptera en försämring.

9.4.14 Turism

Vindkraftens påverkan på turismnäring kan ha både positiva och negativa effekter. Det finns begränsat med litteratur kring vindkraftens påverkan på turism, dock finns ett fåtal studier om landbaserad vindkraft i Storbritannien. En studie gjord av VisitScotland visar att en tydlig majoritet (86 procent) anser landskapsbilden som mycket viktig för val av besöksort i Skottland och England men endast 19 procent anser att vindkraftverk verkligen förstör landskapsbilden. Samtidigt visar sig 40 procent av turister i Skottland och England ha en positiv syn på vindkraft[144]. Ytterligare en studie visar att turister (i snitt 83 procent) inte blir negativt påverkade av vindkraftverk. Å andra sidan svarar dock 22 procent av respondenterna i samma studie att de blir mindre besöksbenägna på grund av vindkraftsutbyggnad. En undersökning bland friluftsfolk i Skottland visar att en majoritet av respondenterna vill undvika områden med vindkraft (Persson et al. 2014).

Studierna ovan rör i huvudsak landbaserad vindkraft i olika delar av Storbritannien. Resultaten måste därmed betraktas ur ett lite annat perspektiv då omständigheterna i vissa avseenden är annorlunda jämfört med havsbaserad vind i svenska vatten. Friluftsliv påverkas till exempel inte så mycket av havsbaserad vind. Påverkan på landskapsbilden är alltjämt aktuell, men dess faktiska inverkan på turismen är givetvis beroende av placering av vindkraftverken. Det kan också tänkas att även om turism i ett område med vindkraftverk upplever minskad besöksturism kan grannregioner uppleva en ökning – det sker således endast en lokal förflyttning av besökare.

Mels (2003) studerade de socioekonomiska konsekvenserna av ett havsbaserat vindskraftprojekt i Torsås kommun och fann att huvuddelen av den ekonomiska inverkan vindkraftsverksamheten hade tillfallit hotell- och restaurangnäringen. Studien visar också på att många intresserade kom till Torsås för att följa utvecklingen, vilket ledde till evenemang av engångskaraktär som gav betydande engångsinkomster för de engagerade företagen.

Sundin (2014) skrev i sin kandidatuppsats om vindkraftparken på Glötesvålen som ett exempel på vindkraftverks effekter på turism i fjällmiljö. Den lokala turistnäringen var orolig över planerna på en vindkraftpark, eftersom den antogs leda till ett minskat besöksantal i området. Resonemanget bakom den slutsatsen var att den lokala fjällmiljön inte längre skulle uppfattas som lika genuint och opåverkad. När det gäller besökarna (turisterna) själva kunde Sundin visa att de inte var fullt lika negativa till vindparken.

En studie publicerad året därpå (Vindkraftcentrum, 2015) behandlar även projektet Glötesvålen. Här visas att den tillresta arbetskraften genererade 10 900 gästnätter i området. Det har i området också vuxit fram en turistverksamhet med utställning, café och guidade turer, vilket under 2015 haft ca 200 betalande besökare och två anställda, vilket kan visa att det finns möjlighet att utveckla vindkraftsturism, vilket ger en indikation på att besöksnäringen påverkas signifikant i positiv riktning.

[144] Fialte 2008

9.4.15 Stödsystemets utformning har betydelse

I denna rapport har utgångspunkten för analysen varit ett stödsystem liknande det som förslogs i Energimyndighetens förra rapport om elcertifikat. Förslaget var det som var bäst anpassat till de svenska förutsättningarna, elsystemet och gav minst stödkostnad.

Det är dock viktigt att poängtera att valet och utformningen av styrmedel får konsekvenser för den samhällsekonomiska analysen.

Vem som betalar för stödet har betydelse för effekter hos elkunder och statsbudgeten. Stödet kan exempelvis betalas ut via statliga pengar vilket gör att konsekvenserna för elkunden blir andra en beskrivna i detta kapitel. Det är även möjligt att via någon samarbetsmekanism låta andra länder betala för stödet vilket medför att analysen då måste breddas till andra länder.

Stödet kan också göras mer eller mindre marknadsbaserat och vara mer eller mindre riktat till särskilda platser. Konsekvenserna för elsystemet blir då annorlunda, vilket diskuteras mer i avsnittet om roll i elsystemet.

Tidpunkt för genomförande av stödet är också avgörande. I framtiden bedöms behovet av ny elproduktion vara större, elpriset gå upp och produktionskostnaden blir lägre. Det innebär att nyttorna av ett stöd troligen ökar i framtiden.

Stödet kan också ske inom ett befintligt stödsystem, exempelvis elcertifikat. Då premieras en teknik något framför andra men fortfarande finns den marknadsbaserade funktion kvar och det byggs inte mer elproduktion än vad som är beslutat i det befintliga stödet. Detta kan dock få konsekvenser för befintliga aktörer i systemet.

Stödet kan vara mer fokuserat på forskning, innovation och demonstration med ett annat syfte än att bygga mer elproduktion. En satsning på havsbaserat behöver inte heller var ett strikt ekonomiskt stöd utan mer ett främjande av nätverk, lokala intressen eller informations- och utbildningsinsatser.

10 Diskussion och slutsatser

Havsbaserad vindkraft är numera en mogen och välfungerande teknik som flera länder i Europa och övriga världen satsar på, främst på grund av begränsade möjligheter att bygga på land. Sverige har också en stor potential för havsbaserad vindkraft och de specifika förhållandena i Östersjön gör att produktionskostnaderna kan bli lägre än exempelvis i Nordsjön även om elproduktionen från anläggningarna är lägre på grund av lägre medelvindar än i Nordsjön. I dagsläget stöds havsbaserad vindkraft genom elcertifikatsystemet men idag, och i den närmaste framtiden, är den inte konkurrenskraftig i jämförelse med andra förnybara kraftslag i Sverige.

Den centrala frågan i regeringsuppdraget som denna rapport ska svara på är vilken nytta havsbaserad vindkraft har och vilken roll den kan spela i elsystemet. Att bedöma detta kräver ett angreppssätt där frågan inte bara kan isoleras till det specifika kraftslagets för- och nackdelar. Sverige har en stor potential för olika kraftslag som möjliggör ett på sikt hundra procent förnybart energisystem. Det är därför viktigt att jämföra nyttan av havsbaserad vindkraft med andra kraftslag.

Uppdraget ska vidare svara på om det är motiverat med en särskild satsning på havsbaserad vindkraft. Ett sätt att motivera en sådan vore om det ger en samhällsekonomisk nytta som inte ett teknikneutralt stöd skulle medföra. I rapporten har vi visat att det snarare är samhällsekonomiskt dyrare med ett riktat stöd eftersom stödkostnaden är högre samtidigt som den sammanvägda nyttan i övrigt kan värderas lika högt mellan alternativen.

De tre delar som analyserats mest noggrant är näringslivsutveckling, arbetstillfällen och elsystemet där nyttorna är relativt likvärdiga. I det sistnämnda fallet är det dock lite tvetydigt. Havsbaserad vindkraft i kombination med landbaserad kan skapa ett mindre variabelt elsystem. Å andra sidan kan riktade stöd påverka elmarknadens funktion och ta bort de styrsignaler som kanske hade medfört ett ännu mindre variabelt elsystem. Ett riktat stöd till havsbaserat idag hade troligen lett till mer utbyggnad i södra Sverige trots att det inte nödvändigtvis gör mer nytta där.

En särskild satsning kan också motiveras med att det befintliga stödet inte kan leverera det mål som är uppsatt eller att det krävs en utbyggnad redan idag för att möjliggöra en fortsatt utbyggnad i framtiden. Något sådant har inte kunnat visas i denna rapport. Den senaste tidens sjunkande produktionskostnader samt den förväntade fortsatta utvecklingen mot lägre kostnader visar snarare att havsbaserad vindkraft på sikt kan bli konkurrenskraftigt i ett teknikneutralt stöd.

Det är samtidigt viktigt att poängtera att det svenska elsystemet står inför en stor omställning när kärnkraftsanläggningarna läggs ner. Utifrån deras tekniska livslängd kommer detta ske mellan år 2038 och 2045. Det innebär dels en fördel i att det finns gott om tid att anpassa elsystemet för att möjliggöra en högre andel variabel elproduktion men också en utmaning då nedläggningen sker under en kort tid. Om det bedöms finnas en risk för att marknaden inte klarar av att lösa den

omställningen själv, kan det finnas skäl att stödja vissa tekniker specifikt. Detta ska också ställas i relation till att elsystemet kommer att få en större omställningstakt och anläggningar med en årsproduktion på i genomsnitt cirka 4 TWh (varierar mellan 2,5–6 TWh) kommer behöva byggas per år. För att kunna göra detta måste det finnas både en stor potential och många tillstånd.

Havsbaserad vindkraft står för en betydande potential och om det finns begräsningar i utbyggnad av landbaserad vindkraft eller biokraft är det den kraft som ligger närmast till hands att bygga ut. Därför är det viktigt att se till att det också finns kvar en potential på lång sikt. Det är också viktigt att i god tid ha en handlingsplan för hur omställningen efter år 2030 ska genomföras. Eftersom det är mycket stora volymer ny produktion som behövs är kostnadseffektivitet av stor vikt i en sådan handlingsplan och den bör heller inte begränsas till havsbaserad vindkraft.

Omställningen av elsystemet kan behöva ske tidigare vilket i så fall också kan betyda att mer kraft behöver byggas tidigare. Detta bör bevakas regelbundet i kontrollstationer som till exempel kan titta på om kärnkraftsägarna beslutat om oberoende härdkylning eller installerat dessa och på så sätt kan driva anläggningarna vidare, om det byggs anläggningar med hög elanvändning så som serverhallar och hur snabbt elektrifieringen av fordonssektorn går. I sådana kontrollstationer är det samtidigt viktigt att analysera detta brett och om detta exempelvis är något som ska lösas genom en särskild satsning på havsbaserad vindkraft, om marknaden kan hantera det utan stöd, om det behövs en ambitionshöjning inom elcertifikatsystemet eller om det kan behövas stöd till någon annan förnybar elproduktionskälla.

En övergripande slutsats är således att det troligen behövs ett riktat stöd till havsbaserad vindkraft för att den ska kunna byggas ut till år 2030 men att det inte är samhällsekonomiskt motiverat. Efter år 2030 kan det dock vara motiverat men då är det inte säkert att det behövs ett särskilt stöd för att få till en utbyggnad.

I ett internationellt perspektiv är det svenska elsystemet i hög grad integrerat med det nordiska som i sin tur är kopplat till ett europeiskt elsystem. Eftersom Sverige har stor potential av förnybar el till låg kostnad kan vi därför vara till hjälp med omställningen av hela EU:s elsystem till förnybart. Den stora potentialen till låg kostnad gäller inte minst havbaserad vindkraft i Östersjön.

En mycket större utbyggnad än vad som redan är planerad till år 2030, då nettoexporten troligen kommer att vara 40 TWh, kan bli problematisk. Inte minst därför att begränsningar i elnätet även finns utanför Norden. En effektiv utbyggnad av förnybar el i EU bör också vara koordinerad mellan länderna med avseende på stöd, elmarknad och nät. En bra början på detta borde kunna vara ett större samarbete mellan Östersjöländer med avseende på nät, lokalisering och utbyggnadsvolym.

Viktigt att poängtera är dock att en stor utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige pressar ner elpriset och ökar därmed stödbehovet. I det perspektivet behöver inte en utbyggnad i Sverige vara billigare än i andra länder trots att produktionskostnaden är lägre.

Samarbeten mellan länderna är dock viktigt och ett kostnadseffektivt sätt för Sverige att kunna bygga havsbaserad vindkraft vore att använda andra länders stödsystem. I det nuvarande förnybartdirektivet finns samarbetsmekanismer för denna typ av lösning. Det nya förnybartdirektivet som kommer att gälla efter år 2020, som ingår i Energiunionen, är inte beslutat ännu men det utkast som finns innehåller förslag på krav att kunna använda delar av andra länders stödsystem. Eftersom förnybartdirektivet inte är på plats har dock inga nya djupare analyser gjorts av detta.

Det är också viktigt att poängtera att i ett perspektiv med ett gemensamt förnybartmål inom EU kan en extra utbyggnad av förnybar el i Sverige innebära att andra länder har möjlighet att bygga en mindre mängd förnybar el. Den totala mängden/andelen förnybar el kan alltså bli densamma även med en svensk expansiv satsning på havsbaserad vindkraft. Detta är dock också beroende på hur detaljerna för den nya Energiunionen utformas.

En mindre utbyggnad

I rapporten har fokus varit på en större utbyggnad av havsbaserad vindkraft på omkring 15 TWh. Ett alternativ skulle kunna vara att göra en mindre utbyggnad som visserligen inte förändrar den samhällsekonomiska bedömningen men skulle kunna ske till en lägre absolut kostnad och påverka elpriset mindre.

Ett syfte skulle kunna vara att prova teknik eller att få igång utbyggnaden inför en möjlig större utbyggnad efter år 2030. Andra syften skulle kunna vara att behålla eller stärka kompetensen i Sverige och att lära sig mer om de specifika lokala förhållandena i installationsfasen och hur drift- och underhållsstrategier skulle kunna anpassas. Effekterna av lokalt lärande är viktiga för kostnadsutvecklingen, men svåra att kvantifiera. Energimyndighetens bedömer dock att det kommer att vara möjligt att få igång utbyggnaden vid ett senare skede då marknaden redan är internationell med svenska företag som är aktiva i ett flertal led i utbyggnadsfasen. De långa ledtiderna innan en vindkraftpark kan vara i drift med dagens tillståndssystem måste dock beaktas.

En utmaning med ett mindre stöd är att havsbaserade projekt ofta behöver vara stora för att få ner produktionskostnaderna. Projekt i EU är oftast långt över 1 TWh. Eftersom havsbaserad kostar runt 5–6 miljarder per TWh blir det alltså ändå en stor stödkostnad för en mindre utbyggnad och väldigt små satsningar är svåra att genomföra. Ett stödsystem ska också utformas, beredas, regleras i lagar, anmälas till EU-kommissionen och administreras. Ett stöd kan också behöva vara långsiktigt för att få till nödvändig infrastruktur och en utveckling av näringsliv.

En annan möjlighet är att bygga en mindre demonstrationsanläggning med forskningsstöd. Detta begränsar dock storleken avsevärt. Syftet kan då inte vara att prova havsbaserad som teknik eftersom det redan är en etablerad teknik som dessutom redan finns utbyggd i Sverige. Demonstrationsprojektet skulle istället kunna vara en turbin som är väl anpassad till östersjöförhållanden och/eller testa mer kalla och isiga förhållanden som råder i norra Sverige.

11 Referenser

BASREC: Conditions for deployment of wind power in the Baltic sea region Analysis part I Enabling studies (2012)

Bergström, Hans: Wind mapping of Sweden, Elforsk 09:04

Bergman A och N Hanley (2012). ” The costs and Benefits of Renewable Energy in Scotland”, Government Offices of Sweden

Bloomberg: The Baltic Sea – the next offshore wind market? EMEA – WIND – RESEARCH NOTE (2016-12-19)

Bloomberg, Levelised cost of energy update H1 2016

Boyle, Godfrey. Renewable Energy, Power for a sustainable future, 2004, ISBN 0-19-926178-4

Danish Energy Authority (2008). Tender for Offshore Windfarm Rødsand II 2008. Internet: www.energistyrelsen.dk/sw63828.asp

Energiforsk, Scenarios and time series of future wind power, 2015:141

Energimyndigheten. Energi som miljömål. 2007, ET 2007:21

Energimyndigheten. Konflikter och synergier mellan mål i energi- och miljöpolitiken, 2007. ER 2007:18.

Energimyndigheten. Samarbetsmekanismer i EU:s förnybartdirektiv – möjligheter och begränsningar. ER 2010:18

Energimyndigheten. Samarbetsmekanismer enligt förnybartdirektivet – en fördjupad analys. ER 2011:16

Energimyndigheten. Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft. ER 2013:26

Energimyndigheten, Produktionskostnader för vindkraft i Sverige ER 2016:17

Energimyndigheten. Havsbaserad vindkraft – regeringsuppdrag 2015. ER 2015:12.

Energimyndigheten. Fyra framtider, energisystemet efter 2020. ET 2016:04.

Energimyndigheten. Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet. ER 2016:09

Energimyndigheten. Kontrollstation 2017 för elcertifikatsystemet. ER 2016:19

Europeiska miljöbyrån (EEA). Report No 4/2016. Renewable energy in Europe 2016, Recent growth and knock-on effects.

Europeiska miljöbyrån (EEA). Report No 4/2015 Trends and projections in Europe 2015

IEA. World Energy Outlook 2016

IEA Wind Task 26, Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers: Views of the World´s Leading Experts, 2016

IRENA, Wind power, Technology Brief, March 2016.

IUC. Samhällsekonomisk kalkyl – Havsbaserad vindkraft. IUC Sverige AB, 2012

GWEC, Global Wind Report 2015, 2016

Fialte Ireland, 2008, Wind Farms. Visitor Attitudes on the Environment, No.3

Ivanell, S, Rutgersson, A m.fl: Vind och vågklimat för Nordsjön och Östersjön, Uppsala Universitet (2016)

Jacobsson, S, m.fl.: Bidrag till handlingsplan för havsbaserad vindkraft i Sverige – För säkrad eltillförsel, stabilt klimat och industriell utveckling, Chalmers Tekniska högskola, rapport nr 2015:5 (2015)

Joint Research Center, 2014 JRC wind status report, 2015

Klingberg, Fredrik, SGU; gällande bottenförhållanden, via mail- och telefon

Lunds Tekniska högskola: Salthalt i Östersjön, hämtat från: https://www.lth.se/fileadmin/havsportalen/Projektbilder/Nya_Havsportalen/s25osjon_salthalt.pdf 2016-10-10

Malmberg, Henrik: Offshore windpower in the baltic sea (2014)

Michanek och Söderholm. Rapporten Medvind i uppförsbacke (2006).

Naturvårdsverket. Vindkraftens miljöpåverkan. Resultat från forskning 2005–2007 inom kunskapsprogrammet Vindval. 2008

Naturvårdsverket. Vindkraftens effekter på maritimt liv, en syntesrapport. Vindval Rapport 6488. Lena Bergström m.fl. (2012).

Naturvårdsverket. Vindkraftens effekter på fåglar och fladdermöss. Vindval Rapport 6467. Jens Rydell m.fl. (2011).

Nerhagen, L. och L. Hultkrantz (2013), ”Samhällsekonomiska analys av åtgärder i krisberedskapet-teori, metodik och tillämpning ”, VTI rapport 789.

NEPP North European Power Perspectives, 20 resultat och slutsatser om elanvändningen i Sverige, 2015

Nilsson, JE: Samhällsekonomiska effekter vid etablering av Blekinge Offshore Vindkraftspark (år saknas)

Olauson, J., Bergström, H., Bergkvist, M.: ‘Scenarios and time series of future wind power production in Sweden’, Energiforsk report 2015:141, ISBN 978-91-7673-141-3 (2015)

Olauson, J., Bergström, H., Bergkvist, M.: ‘Restoring the missing high-frequency fluctuations in a wind power model based on reanalysis data’, Renew. Energy, vol. 96, Part A, pp. 784–791 (2016)

Olauson, J., Bergkvist, M.: ‘Modelling the Swedish wind power production using MERRA reanalysis data’, Renew. Energy, vol. 76, pp. 717–725 (2015).

Olauson, J., Bladh, J., Lönnberg, J., Bergkvist, M.: ‘A New Approach to Obtain Synthetic Wind Power Forecasts for Integration Studies’, Energies, vol. 9, no. 10, p. 800 (2016).

SOU 2016:21 Ett klimatpolitiskt ramverk för Sverige.

SOU 2016: 47 En klimat- och luftvårdsstrategi för Sverige Del 1.

SOU 2017:2 Kraftsamling för framtidens energi – betänkande av Energikommissionen, 2017

Svensk Vindkraftförening: Nya metoder mot is till havs. Hämtat från http://www.svensk-vindkraft.org/nya-metoder-mot-is-till-havs/ 2016-04-27

SWECO. Havsbaserad vindkraft – potential och kostnader. En rapport till Energimyndigheten (2017).

Vindenergi till havs: Strategisk innovationsagenda för vindenergi och elnät till havs – ett industriperspektiv, 2016

Vindlov.se: Prövningsprocessen. Hämtat från http://www.vindlov.se/sv/steg-for-steg/svenskt-vatten/provningsprocessen/ 2016-04-31

Söderholm, P: ”Styrmedel för havsbaserad vindkraft”, Teknisk rapport, Statens Energimyndighet. (2009)

Snyder, B. and M.J. Kaiser (2009). Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy. Renewable Energy 34(6):1567-1578.

Trafikverket (2012). Viktiga metodförändringar och revideringar av kalkylvärden i ASEK 5.

THEMA Report (2013) ”Offshore wind farms as joint projects”. On behalf of the Nordic Working Group for Renewable Energy under Nordic Council of Ministers”.

Wind Europe, 2016, https://windeurope.org/about-wind/wind-energy-today/

Wranker, Bo: Samverkande eller varandra uteslutande svenska riksintressen? Peace Support Consulting (2016)

Bilagor

Bilaga 1 Vind och vågklimat för Nordsjön och Östersjön

Erik Nilsson, Anna Rutgersson, Stefan Ivanell
Uppsala Universitet
Datum: 2016-06-22

Sammanfattning

Våg och vindklimat i Östersjön och Nordsjön är variabelt både i rum och tid. Nordsjön har generellt högre vindhastigheter och våghöjder än Östersjön på grund av lågtryckens typiska rörelsemönster från väster mot öster och på grund av de större landmassor som omger Östersjön. Återanalyserade data för vind och vågor ger ca 1–1,5 m/s lägre vindar över Östersjön i genomsnitt och väsentligt lägra andel höga vindhastigheter. Våghöjder är högre i Nordsjön än Östersjön (0,5 till 1 m högre), detta kan förklaras med skillnader i vindhastighet och ett starkare bidrag till vågfältet från icke-lokal vind i form av dyningsvågor över Nordsjön.

Den stora landmassan runt Östersjön gör att förhållandena är mycket mer påverkade av temperaturkontraster mellan land och hav (i jämförelse med Nordsjön) och kombinerade effekter av stabilitet och vågfält på mesoskaliga fenomen (sjöbris, LLJ, advekterade strukturer) behöver undersökas ytterligare. Detta är väsentligt för vindresurs på högre höjd (200–400m), turbulensnivåer, persistens hos turbulensen (som påverkar vindfarmer och interaktion mellan farmer) och även för extremförhållanden som i sin tur påverkar konstruktion och underhåll.

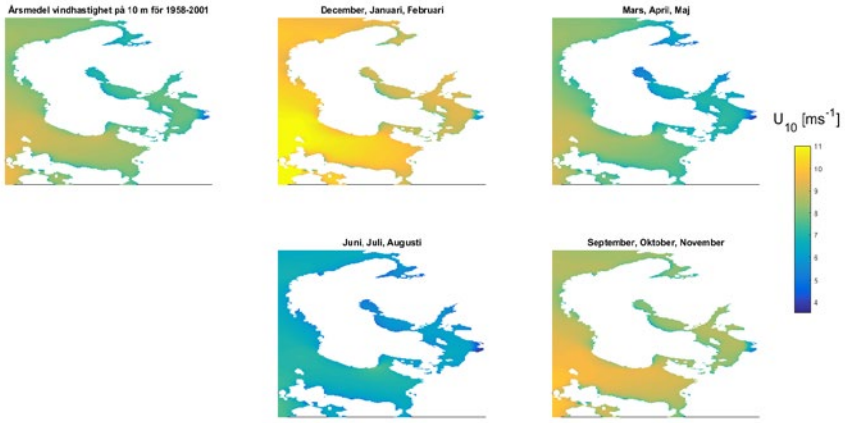
Introduktion

Våg och vindklimat för Östersjön jämförs här med förhållandena över Nordsjön, jämförelsen är främst baserat på data (Reistad et al. 2009) framtaget av norska meteorologiska institutet met.no som gjort atmosfäriska modellsimuleringar med HIRLAM (Undén et al. 2002) kopplade till en vågmodell WAM cycle 4 (WAMDI 1988, Komen et. al. 1994, Gunther et al. 1992) med 10–11 km horisontell upplösning för sin innersta domän (Reistad et al. 2009). Denna kombination av atmosfärisk nedskalning och återanalys för vågfältet (wave hindcast) baserad på ERA40 återanalysdata (Uppala et al. 2005) täcker tidsperioden september 1957 till augusti 2002. För denna rapport användes hela år mellan 1958 och 2001 för att skapa statistik och mått på fördelningar av våg och vindklimat. Data har tidigare validerats mot in-situ mätningar och satellit observationer för vindhastighet (U10) och signifikant våghöjd (H_s) i Reistad et al. (2009). Dessa modellerade parametrar jämförs i denna rapport för ett område i Nordsjön och Östersjön.

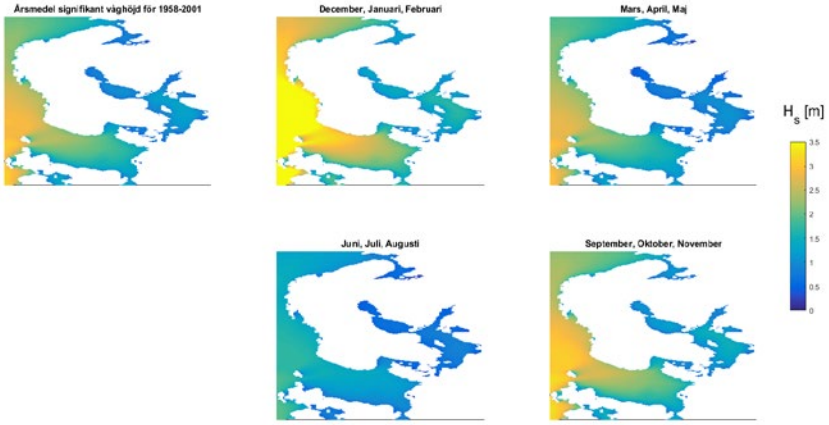
Kartor över årsmedel och säsongmedel

I figur 1 så visas kartor för årsmedelvärden för vindhastighet på 10 m höjd samt medel över de 4 säsongerna. Årsmedel och säsongsmedelvärden för vind återspeglar framförallt den ökade cyklonaktiviteten på höst och vinter men det finns även mycket kusteffekter med både minskad (framförallt) och ökad vindhastighet i olika områden beroende på säsong. Vindhastighet på 10 m som visas här är en avgörande parameter för alla vind-våg kopplade modellsystem.

I figur 2 så visas årsmedelvärden för signifikant våghöjd samt medel över the fyra säsongerna. Årsmedel och säsongsmedelvärden för signifikant våghöjd återspeglar framförallt vindhastigheten på 10 m men det finns även mycket kusteffekter med lä-effekter från öar med mera med både minskad och ökad våghöjd i olika områden beroende på säsong. Även icke-lokal vind har signifikant påverkan för vågklimatet på olika platser i form av dyningsvågor.



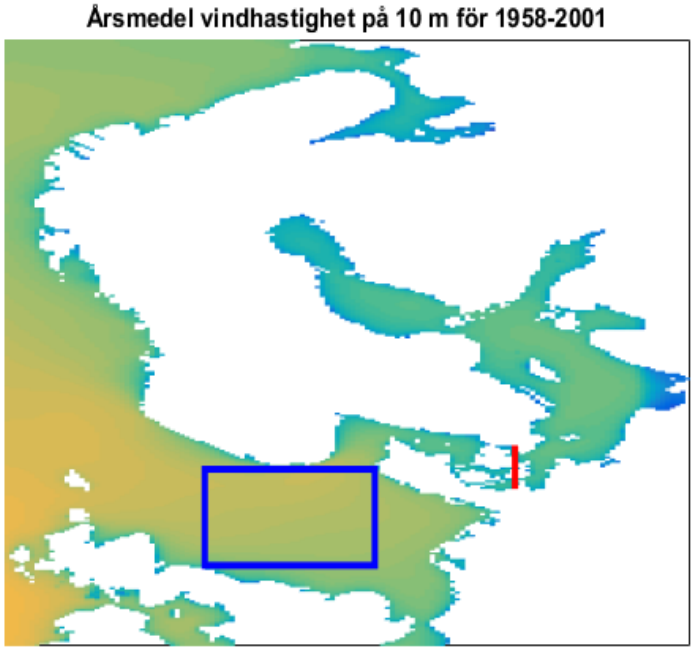
Figur 1 I figuren längst till vänster visas kartor över årsmedelvärden för vindhastighet på 10 m. Säsongmedel visas i de övriga fyra panelerna.



Figur 2 I figuren längst till vänster visas kartor över årsmedelvärden för signifikant våghöjd. Säsongmedel visas i de övriga fyra panelerna.

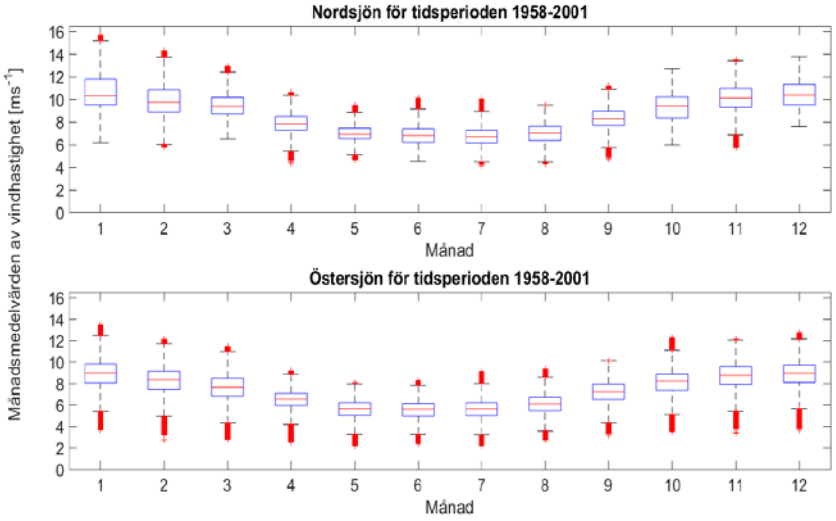
Fördelningar av månadsmedelvärden

För en bedömning av våg och vindklimat utfördes först en analys på månadsmedelvärden för Östersjön respektive ett område i Nordsjön. I figur 3 har markeringar införts för de två studerade områdena. Den röda linjen markerar avdelningen för Östersjöområdet i denna studie. Alla gridpunkter inklusive beräkningsceller närmast kuster är inkluderade för Östersjöområdet. Den blå rektangeln markerar området för Nordsjön som analyserats. För Nordsjön inkluderas aldrig beräkningscellerna allra närmast kuster för att ge ett mer representativt vind- och vågklimat utan de mest påtagliga kusteffekterna.



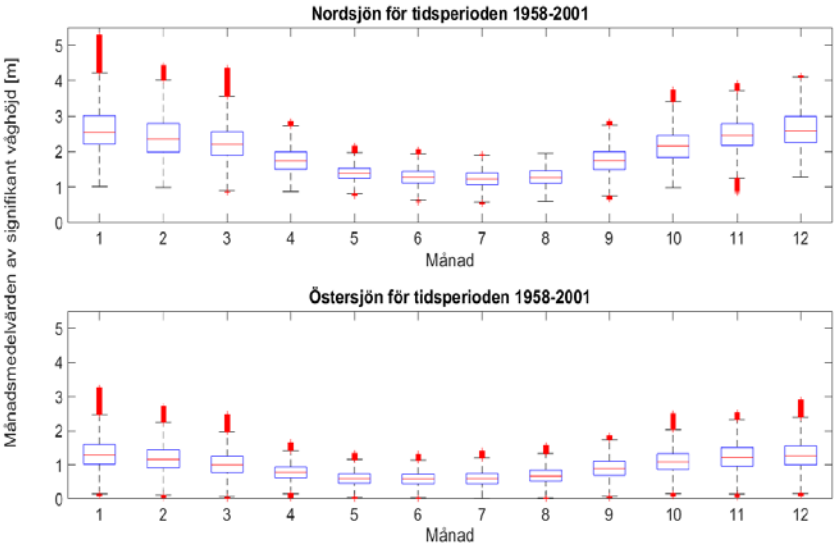
Figur 3 En blå rektangel markerar det utvalda området i Nordsjön och ett rött streck visar avgränsningen för Östersjön som använts i denna rapport. Årsmedelvärden för vindhastighet på 10 m visas även med samma färgskala som i Figur 1.

I figur 4 visas för alla månader boxplottar över månadsmedel av vindhastigheten på 10 m höjd. Dessa månadsmedel representerar endast delvis den verkliga variabiliteten i vind och vågklimat som är betydligt större om exempelvis värden var 3:e timme analyseras (se efterföljande sektion). Vi kan även förvänta oss att en större variabilitet kan fångas i kopplade modellsystem med högre horisontell upplösning än 10 km. Den direkta jämförelsen mellan Nordsjön och Östersjön visar att båda områdena har en tydlig variation under året med högre vindhastigheter under vintermånader och lägre under sommaren. För Nordsjön ligger medianvärdet runt 10 m/s på vintern och för sommaren runt 7 m/s. För Östersjön är medianen typiskt sett förskjuten med ungefär 1,5 till 1 m/s mot lägre vindhastigheter.



Figur 4 Boxplottarna visar medianvärdet av månadsmedelvärden för U10 för olika månader som ett rött horisontellt streck. Boxen indikerar 25 och 75 procent percentilen för månadsmedelvärdena. Outliers är ritade med röda + om de är större än Q3 +1,5 (Q3–Q1) eller mindre än Q1–1,5 (Q3–Q1) som definierar errorbars. Här betecknar Q1 och Q3 respektive 25 och 75 procent percentilen.

I figur 5 visas för alla månader boxplottar över månadsmedel av signifikant våghöjd. Även här observeras en tydlig årscykel med högre våghöjder under vintern och lägre under sommaren relaterat till de rådande vindförhållandena. För Nordsjön är medianvärdet runt 2,5 m för vintermånader och 1,5 m på sommarmånader. För Östersjön är medianen av månadsmedelvärdena lägre med strax under 1,5 m på vintern och cirka 0,5 m på sommaren.

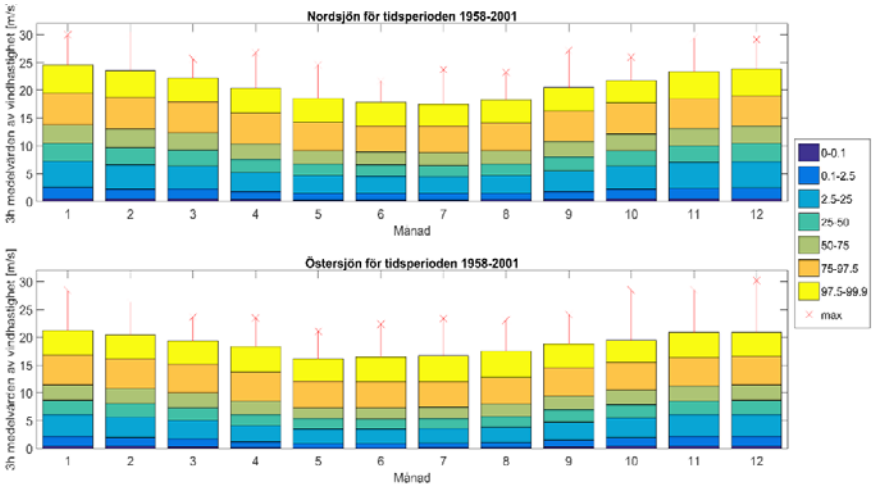


Figur 5 Boxplottarna visar medianvärdet för månadsmedel av signifikant våghöjd för olika månader som rött horisontellt streck. Boxen indikerar 25 och 75 % percentilen för månadsmedelvärdena. Outliers är ritade med röda + om de är större än Q3 +1,5 (Q3–Q1) eller mindre än Q1 -1,5 (Q3–Q1) som definierar errorbars. Här betecknar Q1 och Q3 respektive 25 och 75 % percentilen.

Fördelningar av 3h-medelvärden

Vindhastighet

Intervall motsvarande percentiler baserade på 3 h värden av vindhastighet på 10 m visas i figur 6 med färgkodning från blått till gult. Inlagt är också ett rött kryss för max värdet av 3 h vindhastigheten för respektive månad. Det röda strecket betecknar således de mest extrema vindhastigheterna (övre 0,1 %) motsvarande förhållanden som förekommer som i genomsnitt mindre än 9 timmar per år någonstans i Östersjön eller Nordsjöområdet. Dessa extremer förekommer så liten del av tiden att de för energiutvinning kan bortses ifrån. Men kan vara viktigt att ta hänsyn till för påfrestningar och slitageaspekter för all typ av utrustning. Även de gulmarkerade intervallen som täcker in de cirka 2,5 % övre vindhastigheterna är i dessa hänseenden viktiga, men motsvarar förhållanden som förekommer bara drygt 18 timmar per månad i genomsnitt. De två mest grönmarkerade intervallen täcker tillsammans in 50 % av värdena och om även de ljusblå och orangefärgade intervallen innefattas tillsammans med den gröna så motsvarar dessa 95 % av data. Medianvärden för vindhastighet och dessa intervall finns sammanfattade nedan och listade i Tabell 1 till Tabell 3.



Figur 6 Stapeldiagram över intervall baserade på percentilerna för 3h medelvärden av vindhastighet för alla månader. Den röda kryssmarkeringen markerar maxvärdet och röda streckmarkeringen visar därmed intervallet för de 0,1% högsta vindhastigheterna.

Tabell 1 sammanfattar medianvärdena för de två områdena med cirka 10,4 m/s i Nordsjön vintertid och 8,7 m/s i Östersjön. Under sommartid är motsvarande värden cirka 6,7 och 5,3 m/s.

I Tabell 2 och Tabell 3 sammanfattas intervallen som täcker in 50 % och 95 % av 3 h vindhastigheterna för de respektive områdena. För Nordsjön på vintern ryms 50 (95) % av värdena inom ungefär 7,5 till 13,5 (2,4 till 19) m/s och motsvarande intervall för Östersjön är cirka 6,1 till 11,5 (2,0 till 16,5) m/s.

Under sommartid är vindhastigheterna lägre och 50 (95) % av värdena ryms för Nordsjön inom cirka 4,5 till 9 (1,5 till 14) m/s. För Östersjön är motsvarande intervall för sommaren cirka 3,5 till 7,5 (0,9 till 12) m/s.

Tabell 1 Medianvärde av 3h vindhastighet för Nordsjön (NS) och Östersjön (ÖS) för olika månader.

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
NS [m/s]	10,4	9,7	9,2	7,6	6,7	6,6	6,5	6,7	8,1	9,2	10,0	10,4
ÖS [m/s]	8,7	8,1	7,4	6,1	5,3	5,3	5,4	5,8	7,0	7,9	8,6	8,7

Tabell 2 Intervall för 25 till 75 % percentilerna av 3 h vindhastighet för Nordsjön och ÖS för olika månader, det vill säga intervall som omfattar 50 % av värdena för respektive område.

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
NS [m/s]	[7,3 13,7]	[6,6 13,0]	[6,4 12,3]	[5,2 10,3]	[4,6 9,2]	[4,5 9,0]	[4,5 8,8]	[4,6 9,1]	[5,5 10,8]	[6,4 12,1]	[7,0 13,1]	[7,2 13,5]
ÖS [m/s]	[6,1 11,5]	[5,6 10,8]	[5,1 10,0]	[4,1 8,6]	[3,5 7,4]	[3,5 7,3]	[3,6 7,5]	[3,9 8,0]	[4,7 9,5]	[5,5 10,5]	[6,1 11,2]	[6,1 11,5]

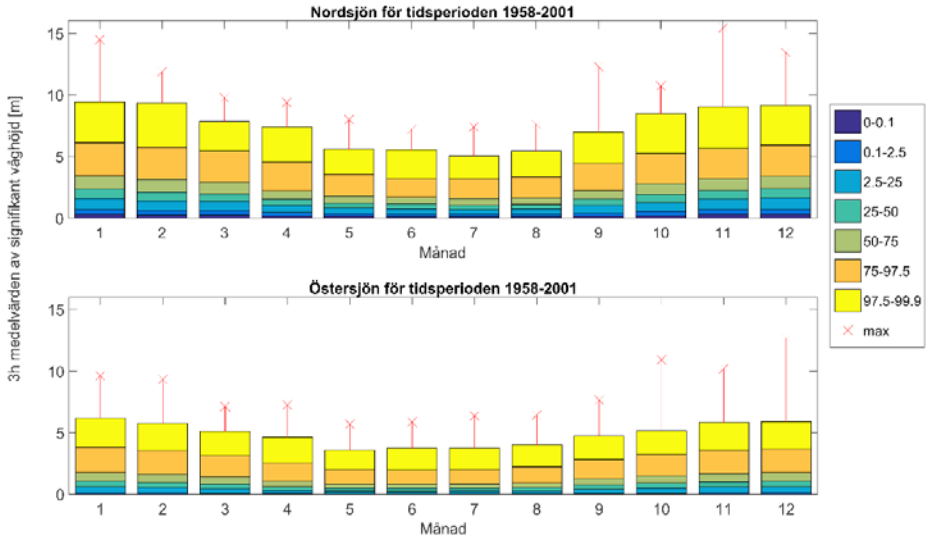
Tabell 3 Intervall för 2,5 till 97,5 % percentilerna av 3 h vindhastighet för Nordsjön (NS) och Östersjön (ÖS) för olika månader, det vill säga intervall som omfattar 95 % av värdena för respektive område.

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
NS [m/s]	[2,5 19,5]	[2,2 18,8]	[2,3 18,0]	[1,7 16,0]	[1,5 14,2]	[1,4 13,5]	[1,4 13,6]	[1,5 14,1]	[1,8 16,3]	[2,2 17,8]	[2,4 18,5]	[2,4 18,9]
ÖS [m/s]	[2,2 16,9]	[1,9 16,2]	[1,7 15,2]	[1,2 13,7]	[0,9 12,1]	[0,9 11,9]	[1,0 12,0]	[1,1 12,7]	[1,5 14,5]	[1,9 15,5]	[2,2 16,3]	[2,2 16,6]

Signifikant våghöjd

För 3 h medelvärdena av signifikant våghöjd finns även en stor variabilitet som beskrivs av intervall baserade på percentiler i figur 7 motsvarande så som gjordes i figur 6. De mest extrema våghöjderna (översta 0,1 %) för Nordsjön kan vintertid sträcka sig upp över 15 m och för Östersjön upp till 12 m men dessa förekomster är mycket ovanliga. Även våghöjder över 4 m är ovanliga och tillhör de översta 2,5 procenten av värdena i Östersjön. I Nordsjön indikeras att våghöjder över cirka 6 m vintertid kan betraktas tillhöra de översta 2,5 procenten och således är sådana våghöjder också ovanliga.

De två mest grönmarkerade intervallen täcker tillsammans in 50 % av värdena och om även de ljusblå och orangefärgade intervallen innefattas tillsammans med de gröna så motsvarar dessa 95 % av data. Medianvärden för signifikant våghöjd och dessa intervall finns sammanfattade nedan och listade i Tabell 4 till Tabell 6.



Figur 7 Stapeldiagram över intervall baserade på percentilerna för 3h medelvärden av signifikant våghöjd för alla månader. Den röda kryssmarkeringen markerar maxvärdet och röda streckmarkeringen visar därmed intervallet för de 0,1% högsta våghöjderna.

Tabell 4 sammanfattar medianvärdena för signifikant våghöjd för de två områdena med cirka 2,4 m i Nordsjön vintertid och 1,1 m i Östersjön. Under sommaren är motsvarande värden cirka 1,1 m och 0,5 m.

I Tabell 5 och Tabell 6 sammanfattas intervallen som täcker in 50 % och 95 % av 3 timmars våghöjder för de respektive områdena. För Nordsjön på vintern ryms 50 (95) % av värdena inom ungefär 1,5 till 3,4 (0,7 till 6) m och motsvarande intervall för Östersjön är cirka 0,6 till 1,8 (0,1 till 3,7) m.

Under sommartid är våghöjderna lägre och 50 (95) % av värdena ryms för Nordsjön inom cirka 0,7 till 1,7 (0,3 till 3,2) m. För Östersjön är motsvarande intervall för sommaren cirka 0,2 till 0,8 (0,01 till 2,0) m.

Tabell 4 Medianvärden av 3 h signifikant våghöjd för Nordsjön (NS) och Östersjön (ÖS) för olika månader.

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
NS [m]	2,4	2,1	2,0	1,5	1,2	1,1	1,1	1,1	1,5	1,9	2,3	2,4
ÖS [m]	1,1	1,0	0,8	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,9	1,0	1,1

Tabell 5 Intervall för 25 till 75 % percentilerna av 3h signifikant våghöjd för Nordsjön (NS) och Östersjön (ÖS) för olika månader, det vill säga intervall som omfattar 50 % av värdena för respektive område.

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
NS [m]	[1,6 3,4]	[1,4 3,1]	[1,3 2,9]	[1,0 2,2]	[0,8 1,8]	[0,7 1,7]	[0,7 1,6]	[0,7 1,6]	[1,0 2,2]	[1,3 2,8]	[1,5 3,2]	[1,6 3,4]
ÖS [m]	[0,6 1,8]	[0,5 1,6]	[0,5 1,4]	[0,3 1,1]	[0,2 0,8]	[0,2 0,8]	[0,2 0,8]	[0,3 0,9]	[0,4 1,3]	[0,5 1,5]	[0,6 1,7]	[0,6 1,8]

Tabell 6 Intervall för 2,5 till 97,5 % percentilerna av 3h signifikant våghöjd för Nordsjön (NS) och Östersjön (ÖS) för olika månader, det vill säga intervall som omfattar 95 % av värdena för respektive område.

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
NS [m]	[0,7 6,1]	[0,6 5,8]	[0,4 5,5]	[0,4 4,5]	[0,4 3,5]	[0,3 3,2]	[0,3 3,2]	[0,3 3,3]	[0,4 4,4]	[0,5 5,3]	[0,7 5,7]	[0,7 5,9]
ÖS [m]	[0,10 3,8]	[0,07 3,5]	[0,04 3,1]	[0,02 2,6]	[0,01 2,0]	[0,01 2,0]	[0,01 2,0]	[0,01 2,2]	[0,03 2,8]	[0,06 3,2]	[0,11 3,6]	[0,12 3,7]

Andra skillnader

Eftersom Östersjön är påverkat av en väsentligt större landmassa har temperaturskillnaderna mellan land-yta och vattenyta större betydelse för Östersjön i jämförelse med Nordsjön. Denna temperaturskillnad leder till mesoskaliga cirkulationer med stor påverkan på hur vinden förändras med höjden samt turbulensnivåer. Under vår och försommar domineras Östersjön av stabil skiktning som i sin tur leder till dominerande förekomst av s.k. Low-Level-Let (LLJ), vindmaxima på 200–400 m höjd, dessa påverkar vindgradient och turbulens i mycket stor utsträckning (Svensson et al., 2016). Konvektiva strukturer skapade över land transporteras också (under vår och sommar) ut över hav och kan leva kvar även utanför kustzonen, dessa stråk har betydelse för hur vinden varierar i tid och rum (Svensson et al., 2016b). Vågfältet skiljer sig mellan östersjön och Nordsjön, detta har också påverkan på vindens variation med höjden och turbulens i högra skikt. Sannolikheten för förekomsten av dyning skiljer sig mellan Östersjön och Nordsjön (Wu et al., 2016) och dyningen (våglängd och höjd) påverkar i sin tur vindens variation med höjden (vindgradienten). Närvaron av dyning ger mindre vindgradienter och kan leda till en felaktig uppskattning av vinden på 200 m (om den beräknas från vinden på 10 m höjd).

Osäkerheter

Analysen i denna rapport bygger på en databas genererat av modellerna HIRALM och WAM. Denna databas är validerad mot mätningar i Nordsjön, men inte alls validerad över Östersjön. Vi bedömer att resultaten är rimliga, men för Östersjön är osäkerheterna väsentligt större eftersom den horisontella upplösningen av modellerna blir en mer kritisk parameter för en mindre bassäng (som Östersjön). Databasen har 11 km horisontell upplösning vilket kan förväntas vara en större begränsning för vågfältet i Östersjön än Nordsjön. Även atmosfäriska fenomen genererade i kustzonen kan vara underskattade på grund av den begränsade upplösningen. Det är heller inget två-vägs kopplat modellsystem, vilket skulle kunna leda till underskattningar av maxvindar/vågor. Detta gäller för båda bassängerna, men troligen inte i samma utsträckning.

Slutsatser

Våg och vindklimat i Östersjön och Nordsjön är variabelt både i rum och tid. Nordsjön har generellt högre vindhastigheter och våghöjder än Östersjön på grund av lågtryckens typiska rörelsemönster från väster mot öster. Data setet visar också tydligt den starkare intensitet i vind som förekommer på vinter i jämförelse med sommar. Detta återspeglas också i högre våghöjder på vintern i jämförelse med sommaren. Högre våghöjder i Nordsjön kan även förklaras av ett starkare bidrag till vågfältet från icke-lokal vind i form av dyningsvågor.

Ett medianvärde av 3 timmars vindhastighet för Nordsjön är cirka 10,4 m/s under vintern och 6,7 m/s på sommaren. För Östersjön är motsvarande medianvärden cirka 8,7 m/s på vintern och 5,3 m/s på sommaren. Ett 95 % intervall för vindhastighet är cirka 2,4 till 19 m/s under vintern och 1,5 till 14 m/s på sommaren för Nordsjön. Detta kan jämföras med de lägre vindhastighetsintervallen för Östersjön där under vintern 95 % av värdena ryms inom 2,0 till 16,5 m/s och på sommaren inom 0,9 till 12 m/s.

Våghöjdernas variabilitet följer till stor del dessa vindhastighetsfördelningar. Medianvärdena för signifikant våghöjd i Nordsjön är cirka 2,4 m på vintern och 1,1 m på sommaren, medans i Östersjön är motsvarande lägre värden 1,1 m på vintern och 0,5 m på sommaren. Ett våghöjdsintervall som täcker in 95 % av värdena för Nordsjön är under vintern cirka 0,7 till 6 m och för Östersjön är intervallet 0,1 till 3,7 m. På sommaren är 95 % intervallet cirka 0,3 till 3,2 m för Nordsjön och cirka 0,01 till 2 m för Östersjön.

Den stora landmassan runt Östersjön gör att förhållandena är mycket mer påverkade av temperaturkontraster mellan land och hav (i jämförelse med Nordsjön) och kombinerade effekter av stabilitet och vågfält på mesoskaliga fenomen behöver undersökas ytterligare. Detta är väsentligt för vindresurs på högre höjd (200–400 m), turbulensnivåer, persistens hos turbulensen (som påverkar vindfarmer och interaktion mellan farmer) och även för extremförhållanden som i sin tur påverkar konstruktion och underhåll.

Framtida forskningsfrågor

Denna studie har genomförts under begränsad tid och baserats på enstaka källor. Studien har identifierat de trender och skillnader som råder mellan Östersjön och Nordsjön. Studien baseras dock till stor del på medelvärdesbildade värden och någon fördjupad analys av tidsserier med mera har ej genomförts. Därför återstår många viktiga forskningsstudier för att mer i detalj kunna kartlägga bland annat följande frågor:

- Hur påverkar vågfälten och atmosfärens stabilitet turbulens och vindprofiler och vilken effekt har detta på vindturbiner/parker placerade i havsbassänger av olika storlek (till exempel Östersjön i jämförelse med Nordsjön).
- Vilken påverkan har LLJ, sjöbris och konvektiva strukturer på vindturbiner/parker och hur skiljer det sig åt beroende på hur mycket landpåverkan man kan förvänta sig.

Baserat på mer kännedom inom de ovan angivna områdena kan studier genomföras för att mer i detalj kunna kartlägga hur förutsättningar för offshoreplaceringar av vindparker skiljer sig åt. Med mer kännedom inom dessa områden kan slutsatser resultera i rekommendationer om hur turbinetablering kan ske på ett mer anpassat och eventuellt mer kostnadseffektivt sätt i innanhav.

Referenser

Gunther, H., S. Hasselmann and P.A.E.M. Janssen, 1992: The WAM model cycle 4. Technical Report, Deutsches KlimaRechenZentrum, Hamburg, Germany.

Komen, G.J., L. Cavaleri, M. Donelan, K. Hasselmann, S. Hasselmann, and P.A.E.M. Janssen, 1994: Dynamics and Modelling of Ocean Waves. Cambridge University Press, Cambridge.

Reistad, M., Ø. Breivik, H. Haakenstad, O.J. Aarnes and B.R. Furevik, 2009. A high-resolution hindcast of wind and waves for The North Sea, The Norwegian Sea and The Barents Sea, Norwegian Meteorological Institute Research report no. 2009/14.

Svensson N., Bergström H., Sahlée E. & Rutgersson A. 2016: Stable atmospheric conditions over the Baltic Sea: model evaluation and climatology. Boreal Env. Res. 21: 387–404.

Svensson N., Bergström H., Sahlée E., Nilsson, E. & Rutgersson A. 2016b: Advected horizontal streaks over the Baltic Sea. In manuscript.

Undén, P., Rontu, L., Järvinen, H., Lynch, P., Calvo, J., Cats, G., Cuaxart, J., Eerola, K.,

Fortelius, C., Garcia-Moya, J.A., Jones, C., Lenderlink, G., McDonald, A., McGrath, R.,

Navascues, B., Nielsen, N.W., Ødegaard, V., Rodriguez,E., Rummukainen, M., Rööm, R., Sattler, K., Sass, B.H., Savijärvi, H., Schreur, B.W., Sigg, R., The, H. and Tijm,A., 2002. HIRLAM-5 Scientific Documentation, HIRLAM-5 Project. Available from SMHI, S-601767 Norrköping, Sweden.

Uppala, S.M., Kållberg, P.W., Simmons, A.J., Andrae, U., da Costa Bechtold, V., Fiorino, M., Gibson, J.K., Haseler, J., Hernandez, A., Kelly, G.A., Li, X., Onogi, K., Saarinen, S., Sokka, N., Allan, R.P., Andersson, E., Arpe, K., Balmaseda, M.A., Beljaars, A.C.M., van de Berg, L., Bidlot, J., Bormann, N., Caires, S., Chevallier, F., Dethof, A., Dragosavac, M., Fisher, M., Fuentes, M., Hagemann, S., Hólm, E., Hoskins, B.J., Isaksen, L., Janssen, P.A.E.M., Jenne, R., McNally, A.P., Mahfouf, J.-F., Morcrette, J.-J., Rayner, N.A., Saunders, R.W., Simon, P., Sterl, A., Trenberth, K.E., Untch, A., Vasiljevic, D., Viterbo, P., and Woollen, J., 2005. The ERA-40 re-analysis. Quart. J. R. Meteorol. Soc., 131, 2961-3012.

Wu L., A. Rutgersson, E. Sahlée and X. Guo Larsén (2016) Swell impact on wind stress and atmospheric mixing in a regional coupled atmosphere-wave model, accepted in in Journal of Geophysical Research – Oceans, DOI 10.1002/2015JC011576

The WAM-Development and Implementation Group (WAMDI), 1988: S. Hasselmann, K. Hasselmann, E. Bauer, L. Bertotti, C. V. Cardone, J. A. Ewing, J. A. Greenwood, A. Guillaume, P. A. E. M. Janssen, G. J. Komen, P. Lionello, M. Reistad, and L. Zambresky: The WAM Model - a third generation ocean wave prediction model. J. Phys. Oceanogr., 18 (12), 1775–1810.

Bilaga 2 Analys av kostnadsutvecklingen på sikt

För att bedöma kostnadsutvecklingen fram till 2035 har Energimyndigheten låtit utföra kostnadsberäkningar för tre olika scenarier för teknisk utveckling av turbinmodeller, ett huvudscenario, ett offensivt scenario och ett konservativt scenario. Fokus har legat på turbinens dimensioner och prestanda, i första hand rotordiameter, generatorstorlek, navhöjd och effektkurva. De tre olika scenarierna belyser utfallsrummet för kostnadsutvecklingen.

Utgångspunkt i scenarioanalysen har varit utvecklingen av rotorstorlek. Förhållandet mellan svept area och generatorstorlek, det vill säga turbinens specifika effekt (W/m^2), har antagits vara densamma som för dagens state-of-the-art turbiner (ca 380 W/m^2). Även navhöjden antas i första hand bero av utvecklingen av rotorstorlek. I samtliga scenarier har de fiktiva turbinmodellerna en lägsta svept höjd, det så kallade ”tip-low” värdet, som ligger på 25 meter. Detta speglar ett genomsnitt av de havsbaserade parker som installerats fram till idag. Navhöjden bestäms således av längden av en vinge plus dessa 25 meter.

Tabell 7 Scenarier för teknisk utveckling av turbinmodeller

	2020	2025	2030	2035
Konservativt	R155-7.1 MW	R160-7.6 MW	R160-7.6 MW	R160-7.6 MW
Huvudscenario	R163-7.9 MW	R180-9.6 MW	R190-10.7 MW	R195-11.3 MW
Offensivt	R166-8.2 MW	R189-10.6 MW	R212-13.4 MW	R235-16.4 MW

Källa: Sweco

Huvudscenario

I huvudscenariot förväntas utvecklingstakten av turbindimensioner att avta. Detta ses som en naturlig följd av att vindkraftbranschen har nått en större mognadsgrad. Det finns också en tydlig trend i marknaden i dag att leverantörerna skiftat fokus från att ta fram nya, större turbiner till att effektivisera befintliga turbinplattformar.

Det är inte alltid de senaste turbinmodellerna som används i de projekt som investeringsbeslut tas för idag, vilket beror på att de som investerar i havsbaserad vindkraft idag värdesätter beprövad teknik och inarbetade metoder för installation och underhåll, framför att använda den senaste turbinmodellen. Detta leder till at ny teknik fasas in successivt, och till tidsförskjutningar avseende vilka turbinmodeller som är volymdrivande.

En expertundersökning som genomförts inom ramarna för IEA Wind Task 26 (Wiser, R 2016) visar att marknadens aktörer är förhållandevis överens om en avtagande takt på ökningen av turbindimensionerna. Huvudscenariot överensstämmer väl med resultaten från denna undersökning avseende dimensioner på volymdrivande turbiner 2030.

Offensivt scenario

I det offensiva scenariot antas att leverantörer av vindkraftverk kommer att fortsätta utveckla nya modeller i en takt som motsvarar den som vi historiskt sett i branschen. Erfarenheter från landbaserad vindkraft visar att marknaden i princip alltid underskattat verklig utvecklingstakt avseende turbindimensioner. I detta scenario antas marknaden aktörer finna lösningar till de tekniska utmaningar som större dimensioner innebär. Den snabbt ökande efterfrågan på stora turbiner kommer att driva på innovationer gällande material och komponenter till turbinerna.

Utgångspunkten i detta scenario är att ny teknik kommer att vara lönsam (låg LCOE) och att det därmed är den senaste tekniken (state-of-the-art) som kommer att realiseras i projekt.

Vid framtagande av detta scenario har utvecklingen av modeller hos Vestas och Siemens studerats, då dessa aktörer tillsammans står för en absolut majoritet av de installationer som gjorts. Eftersom Siemens är marknadens enskilt största aktör har Sweco valt att lägga sitt offensiva scenario i linje med resultaten från Siemens historiska turbinutveckling.

Konservativt scenario

I det konservativa turbinscenariot väntas ingen fortsatt utveckling mot större turbiner att ske från dagens nivåer. Tillverkarna kommer att flytta fokus till att utveckla och optimera befintliga turbinplattformar. De modeller som idag är state-of-the-art kommer dock att fasas in. Utvecklingen kommer i första hand att ske avseende turbinernas prestanda, metoder för installation samt för service- och projektorganisationer.

I det konservativa scenariot förväntas framtida teknisk-ekonomiska analyser visa att större turbindimensioner varken är tekniskt realistiska eller mer lönsamma. Den snabba utveckling av turbiner fram till 2020 har lett till att tekniken inte haft tid att testas och mogna, vilket har lett till barnsjukdomar samt höga installations- och OPEX-kostnader. Framför allt ökar fundamentkostnaderna kraftigt med de större turbindimensionerna och tillsammans med det faktum att parkerna kommer att flytta längre från land och till djupare vatten då de bästa områdena redan byggts ut.

Förbättringar av turbinernas prestanda

Förbättringen av turbinernas prestanda förväntas innebära en genomsnittlig ökning av turbinernas energiutbyte med 1 % per fem år eller 4 % för hela den studerade perioden. Utvecklingen förväntas inte ske linjärt utan mattas av med tiden. Detta beror dels på att en mer mogen teknik utvecklas långsammare och dels på att turbinerna närmar sig teoretiskt maximum enligt Betz ekvationer ($C_p \approx 0{,}59$). Prestandaförbättringar antas främst bero på framsteg i drift av turbiner, tack vare bättre reglersystem och förbättrade konstruktioner som tillåter högre hastigheter (tip-speed).

Skillnader i kostnadsdrivande faktorer mellan Nordsjön och Östersjön

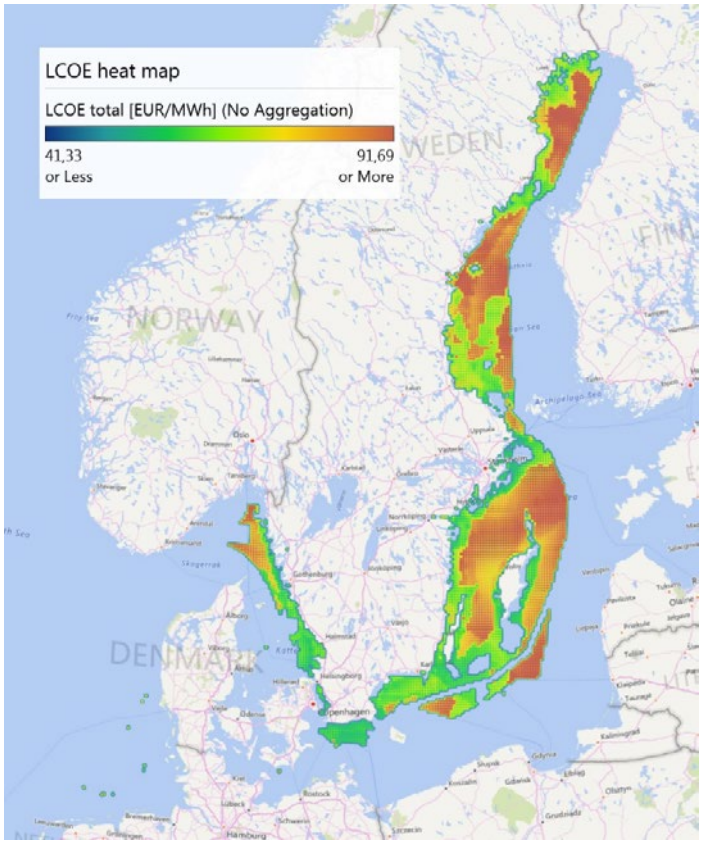
För att kunna göra bedömningar av produktionskostnaderna i Östersjön har skillnaderna i kostnadsdrivarande faktorer mellan Nordsjön och Östersjön analyserats. Resultatet redovisas i tabellen nedan.

Tabell 8 Skillnader i kostnadsdrivande faktorer mellan Nordsjö och Östersjö

Parameter	Skillnad Östersjön jämfört med Nordsjön	Möjlig effekt jämfört med Nordsjön
Medelvind	ca 1–1,5 m/s lägre i Östersjön än i Nordsjön	Lägre produktion, mindre intäkter
Extremvind	Lägre extremvind och lägre andel extremvind i Östersjön jmf Nordsjön	Högre tillgänglighet under drift, kortare avbrottstider
	Lägre extremvind och lägre andel extremvind i Östersjön jmf Nordsjön	Högre tillgänglighet under byggnadsfas: Kortare byggtid, lägre risk, mindre väntetid, dock bedöms den totala investeringskostnaden inte påverkas nämnvärt
		För att optimera turbinval är det möjlig att bygga turbiner med större rotordiameter vid samma fundamentstorlek som i Nordsjön. Oklart om skillnaden i extremvind motiverar en lägre turbinklass och därmed potentiellt billigare turbin. Troligtvis ingen större skillnad i investeringskostnad/MW.
Vind-skjuvning	Påverkas mer av landmassor i Östersjön	Ökad belastning. Endast över 200m höjd (LLJ) men även sjöbris m.fl. faktorer på lägre höjd. Påverkar val av turbin, men bedöms inte påverka kostnaderna.
Vattendjup	Längre kuststräcka med grunda vatten i Östersjön jmf med Nordsjön	Ger förutsättningar för billigare fundament, men val av fundament beror även på bottenförhållanden.
	”	Möjligt att använda anpassade båtar som kan ge billigare byggnation
Våghöjd	Ca 1 m lägre i medel i Östersjön jämfört med Nordsjön	Kortare fundament men högre torn, som kan bli något billigare, eventuellt mindre korrosionsrisk på grund av minskat vågstänk
		Lättare att bygga, ökad tillgänglighet både vid byggnation och drift och underhåll, lägre drift och underhållskostnader
Strömmar	Mycket lägre strömmar i Östersjön	Minskad belastning på fundament, Billigare fundament, mindre belastning
Tidvatten	Mycket mindre tidvatten i Östersjön	Enklare med ”boatlanding”, bedöms dock ha begränsad påverkan på tillgänglighet, driftskostnad och tillgänglighet idag.
Bottenförhållanden	Sällan lämpad för monopiles i Östersjön	Är platsberoende, på många lokaliseringar finns förutsättningar för billigare fundament i Östersjön.
Avstånd till land	Längre kust med fler kustnära platser i Östersjön än i Nordsjön	Enklare logistik vid byggnation och drift, kortare transfertider, minskat behov av helikopter, lägre drift och underhållskostnader samt billigare elanslutningar
Is	Betydligt större risk för is i Östersjön jmf med Nordsjön.	Fundament måste utformas så att de bryter isen, två plattformar eller uppvärmning kan krävas för säker boatlandning. Behov av kabelskydd. Resulterar i dyrare kabelskydd.

Analys av den tekniska kostnadsreduktionspotentialen i Östersjön

Kostnadsanalysen omfattar den tekniska kostnadsreduktionspotentialen. Den har genomförts genom en kartläggning av ca 17 000 punkter i Östersjön. För dessa punkter har indata om huvudparametrarna vindhastighet, genomsnittligt vattendjup, sediment och avstånd från land samlats in. Därefter har specifika kostnadsfunktioner utvecklats för alla ingående kostnadskomponenter. Exempelvis är installationskostnaden för turbin och fundament kopplat till avstånd till hamn, tidsåtgång för installation samt fartygs- och besättningskostnader. Alla parker har en installerad effekt på maximalt 300 MW i alla scenarier. I figur 8 nedan redovisas en karta som visar de beräknade produktionskostnaderna (LCOE) för havsbaserad vindkraft i samtliga lämpliga områden i Östersjön och västerhavet år 2025. Som framgår av kartan finns det gott om områden nära kusterna med förhållandevis låga kostnader (gröna nyanser). Möjlig elproduktion från samtliga områden är 3 000 TWh enligt dessa beräkningar.



Figur 8 Karta som visar produktionskostnaderna (LCOE) för havsbaserad vindkraft i svenska vatten 2025, EUR/MWh. Källa: Sweco 2017.

Det är viktigt att komma ihåg att denna analys förutsätter att parkerna projekteras av erfarna projektutvecklare och att alla bedömningar av investeringskostnader utgår från dagens relativt låga materialkostnader för stål och koppar, I analysen förutsätts även att det finns tillgång till lämpliga hamnar och redan ganska erfaren personal.

För att beräkna finansieringskostnaderna används både 6 % och 9 % som WACC i nedanstående kostnadsanalyser. Detta speglar både det rådande låga ränteläget, dagens finanseringsstruktur och riskerna med havsbaserad vindkraft. Det görs inget försök att bedöma vilken nivå som är mer rimlig, utan båda värden används för att skissa utfallsrummet.

Turbinkostnaderna utvecklas olika i de olika scenarierna enligt denna bedömning. Så ökar till exempel investeringskostnaden för turbiner i det *offensiva teknikutvecklingsscenariet* [MEUR/MW] vid respektive turbinintroduktion, för att sedan sjunka, om samma turbin används vidare. Detta för att återspegla både användandet av till exempel mer avancerade material och en antagen marknadssituation med endast två stora leverantörer som dominerar marknaden ungefär som idag och använder större turbiner för att behålla försprånget framför andra aktörer. I det *konservativa teknikutvecklingsscenariot* – där turbinerna behåller samma effekt från 2025 och framåt – sjunker investeringskostnaden snabbare (2 % på fem år) på grund av större konkurrens från andra leverantörer som kommer ikapp i turbinutvecklingen.

Fundamentkostnaden beräknas med framtagna kostnadsfunktioner som tar hänsyn till vattendjup och turbinstorlek. Tillämpligheten av fundamenttypen avgörs av sedimentet och genomsnittliga vattendjup. Det har även införts tekniska begränsningar, till exempel att det är osannolikt att man använder XL monopiles för turbiner över 10 MW effekt. Detta eftersom de flesta expert är eniga om att det för närvarande inte finns några indikationer om att XL-monopiles kan vara relevanta lösningar för turbiner i storleksklassen större än 10 MW[145]. Fundamentkostnaden beräknas för alla fundamenttyper för varje enskilt projekt och det mest kostnadseffektiva tillämpliga fundamentet väljs sedan för projektet.

Här antas att kostnadsreduktionen för monopiles kommer från standardiseringen av fundament (2 % till 2020, 3 % till 2025, 4 % till 2030 och totalt 5 % till 2035), vilket återspeglar en kombination av enkla projekt (där reduktionspotentialen kan vara större) och mer komplexa projekt. Reduktionspotentialen antas begränsas till viss del av antalet leverantörer och projektspecifika förhållanden. Det är dock tänkbart att en marknadssituation med färre och större projekt, och därmed större risk för leverantören att stå utan uppdrag under en längre period, skulle kunna leda till ökad kostnadspress. Samtidigt skulle det kunna leda till en leverantörskoncentration via uppköp, och därmed till motsatt effekt.

I analysen antas en stegvis kostnadsreduktion för fackverksfundament mellan 2020 och 2035 på totalt 15 %, trots att potentialen bedöms vara större. Det motiveras med att det inte bedöms finnas tillräckliga volymer för att driva en förnuftig utvecklingsnivå i leveranskedjan för fackverksfundament, i och med att många Nordsjöprojekt nyligen gått tillbaka till monopiles. För gravitationsfundament antas en mycket blygsam kostnadsutveckling framöver, stegvis upp till 5 % i 2035.

När det gäller **installation av fundament,** antas ett större väderfönster i Östersjön samt lägre dagskostnader för installationsfartygen än i Nordsjön.

[145] Innwind.eu (2013): Deliverable D4.3.2 – Innovative concepts for bottom-mounted structures

Den **interna nätkostnaden** beräknas utifrån avstånd mellan turbinerna (7 gånger rotordiameter åt båda håll), antalet turbiner och en kabelkostnad per km. Den **externa nätanslutningskostnaden** beräknas för de två alternativen HVDC and HVAC separat. Anslutningen sker vid närmaste stamnätsstation. De antagna kostnadsreduktionerna för intern- och externa elanslutning bedöms vara ytterst blygsamma i dessa analyser.

Kostnadsreduktionspotentialen för **utvecklingskostnader** bedöms som begränsad i denna analys (upp till 10 % på 15–20 års sikt), eftersom det förutsätts att eventuella kostnadsreduktioner genom större erfarenhet från projektering kompenseras av större fokus och merarbete för optimering av siten, till exempel layouten och drift-och underhållsstrategier. Detta kan i sin tur leda till minskade vakeffekter och större produktion samt lägre drift- och underhållskostnader, men inte nödvändigtvis lägre utvecklingskostnader.

Nedmonteringskostnaden bedöms inte reduceras, eftersom nedmonteringskostnaden ändå har en stor osäkerhet.

Till slut så läggs det på en 10 % **säkerhetsmarginal** (**contingency**) till den totala projektinvesteringskostnaden. Denna marginal antas vara lika stor under hela perioden.

Den huvudsakliga delen av **drift- och underhållskostnaden** bestäms utifrån både turbinstorlek, avstånd till land och differentieras för Östersjön och Nordsjön. Här antas en successiv förbättring av drift- och underhållsstrategierna i linje med 5 % kostnadsreduktion till 2020, 10 % till 2025, 15 % till 2030 och 20 % till 2035 i båda Nord- och Östersjö.

En utförligare beskrivning av kostnadsanalysen redovisas i Swecos rapport Havsbaserad vindkraft 2017.

Bilaga 3 Litteraturöversikt samhällsekonomisk analys

Inom litteraturen finns det få samhällsekonomiska studier när det gäller jämförelse mellan havsbaserade vindkraft och landbaserad vindkraft. Nedan följer en sammanfattning av några tidiga studier inom området. Studierna baseras främst på partiell analys med tillämpning av kostnad-intäkt analys, sambandeffekt (regression) analysmetoder samt kvalitativ analys.

En ganska omfattande studie är ”The Costs and Benefits of Renewable Energy in Scotland 2012)” som både teoretisk och empirisk analyserar förnybar energi med fokus på land- och havsbaserade vindkrafter i Skottland. Studien lämnade också förslag till svenska regeringskansliet angående förnybara vindkraftsprojekt. Inom ramen för ekonomisk och politisk analys diskuterade Söderholm och Pettersson (2011) om planeringen och olika stödsystems roll för att inducera havsbaserade vindkraft i Sverige. Studien fokuserade mest på olika typ av ekonomiska, politiska och planeringskopplade förutsättningar i Sverige och jämförde med investeringsförutsättningar i Danmark, Norge och Storbritannien. En annan ekologisk och ekonomisk kostnads-intäkt analys av havsbaserad vindkraft gjordes med jämförelse mellan Kina och Sydkorea och visade sig att nettonuvärde (NPV)

inte var positiv för Sydkorea utan statliga stöd. Rekommendationen var att staten borde skapa förutsättningar för aktörerna att utveckla havsbaserade vindkraft i Sydkorea och andra asiatiska länder med referensfallet Kina. Både offentliga och privata investering till forskning och innovation borde initieras för att reducera produktionskostnader.

En samhällsekonomisk analys av Blekinge Offshore Vindkraftspark gjordes av Jan-Evert Nilsson (2010). Studien fokuserade på effekter i form av ökat antal arbetstillfällen samt ökat kapitalinflöde. För att uppnå en effekt på 1 200 MW antogs en utbyggnad av 350 nya vindkraftverk med 3,5 MW effekt vardera. Den totala investeringskostnaden för att bygga dessa nya vindkraftverk uppskattades till ca 30 miljarder kronor. Totalt uppstod enligt beräkningsmodellen ca 4 350 nya årsarbeten i regionen på en 20-årsperiod.

IUC Sverige AB (2012) beräknade med deras utvecklade beräkningsmodell SEK att en utbyggnad av de då åtta tillståndgivna och tillståndsansökande havsbaserad vindkraftsprojekten skulle ge 60 000 sysselsättningstillfällen (svenska årsarbeten) och 19,5 miljarder i intäkter. Detta beräknat över 33 år och inkluderade vindkraftverkens hela livslängd från projektering, via byggnation till drift och avveckling.

I en annan kostnad-nyttoanalys från Snyder och Kaiser (2009) i USA uppskattades kostnader beroende på drifttagningsår, total kapacitet (MW), djup (m), turbinstorlek (MW), antal turbiner och avstånd från land (km) med multiregressionsmodeller. Resultatet visade att kostnaden ökade med ökad kapacitet och ökad distans samt sjunker med ökad turbinstorlek i MW. Variabler för år och djupet var inte statistisk signifikanta. Med referenskostnad (cost of energy COE) upp till $ 100/MWh var havsbaserad vind inte konkurrenskraftig i jämförelse med landbaserad eller annan elproduktion. Dessutom resonerar författarna kring att om det inte uppstår problem med sjunkande kapacitet på landet eller att teknologin utvecklas på det sättet att hög produktion från havsbaserad vindkraft balanserar den höga installationskostnaden finns det väldigt litet incitament för stor utbyggnad av havsbaserade vindkraftparker i USA till minst år 2020. Vidare fastslogs att den ekonomiska och ekologiska kostnaden för havsbaserad vindkraft beror på lokaliseringen.

Ekonomiska och legala hinder och osäkerheter samt vilken roll olika typer av stödsystem har för utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige analyserades av Söderholm och Pettersson 2011. Enligt författarna skulle en introduktion av ett mer generöst finansiellt stöd till svenska havsbaserade vindkraftsprojekt möjligen leda till en reell ökning av intresset för svenska vattnet bland de inhemska och utländska företagen. Sådana stöd borde enligt författarna rekommenderas om Sverige önskar stimulera en framtida utbyggnad av havsbaserad vindkraft för att uppfylla långsiktiga klimat- och energimål. Utformningen av stödsystemet beror på om Sverige aktivt vill komma in på den globala marknaden inom havsbaserad vindkraft eller enbart fokusera på implementering av framtida svensk havsbaserad vindkraft och stödja kunskapsutveckling inom forskning och utveckling istället.

I en studie av Jacobsson m.fl. (2015) argumenteras för att Sverige som ett steg framåt, bör bygga ut havsbaserad vindkraften på ett kraftfullt sätt som ett komplement till andra koldioxidsnåla tekniker (vattenkraft, landbaserad vindkraft,

solkraft, biokraft, vågkraft etc.). En av de största anledningarna till detta var att författarna bedömde att det efter en tid av överskott, föreligger en risk för att ett omfattande elproduktionsgap uppstår. Författarna argumenterar också för att elcertifikatsystemet är olämpligt av olika anledningar och föreslår två alternativ. Ett alternativ är inmatningstariffer som numera inte är möjligt på grund av EU:s statsstödsregler och ett annat alternativ är teknikspecifik upphandling som först riktas mot företag med tillstånd och därefter mot förtag som idag söker tillstånd. Dessutom bedöms legala aspekter (både för land och hav) vara ett hinder för att etablera vindkrafter. Framför allt gäller kritiken tillståndsprocessen och planering.

Bilaga 4 Havsbaserade projekt i Sverige

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

Befintlig havsbaserad vindkraft

Det finns idag fem havsbaserade vindkraftparker, som tillsammans producerade 555 GWh år 2015. Av denna produktion stod Vattenfalls vindkraftpark Lillgrund i Öresund för 367 GWh. Den senaste byggda vindkraftparken är E.ONs park Kårehamn utanför Ölands nordliga kust, vilken kom i drift 2013.

Tabell 9 Befintliga havsbaserade vindkraftparker i Sverige

Namn på park	Drifttagningsår	Antal verk	Installerad effekt, MW	Produktion 2015 GWh
Lillgrund	2008	48	110,4	367
Bockstigen	1998	5	2,8	6
Utgrundet 1	2000	7	10,5	32
Vindpark Vänern	2010	10	30	0
Kårehamn	2013	16	48	218
Totalt		**86**	**201,7**	**555**

Källa: www.vindstat.nu feb 2017

Planerade vindkraftparker

Det finns åtta 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 2 800 MW och de skulle kunna producera drygt 10 TWh per år.

Utöver dessa finns det ytterligare två vindkraftparker för vilka en ansökan om tillstånd enligt miljöbalken har lämnats in till tillståndsmyndigheten. Dessa parker motsvarar tillsammans en installerad effekt på 3 200 MW och de skulle kunna producera mellan 14 TWh om alla byggdes. Dessutom finns ett antal projekt som är i ett tidigt skede av prövningsprocessen motsvarande cirka 1 400 MW och cirka 5 TWh elproduktion.

I tillstånden anges alltid en igångsättningstid som brukar uppgå till 5–10 år. Om verksamheten inte har satts igång under denna tid, förfaller tillståndet. Många av dessa tillstånd löper därför ut runt år 2020, om de inte tas i bruk innan dess. Det är möjligt att förlänga igångsättningstiden med högst tio år, om tillståndshavaren visar att denna har giltiga skäl för dröjsmålet eller att synnerliga olägenheter skulle uppstå om tillståndet förfaller. Rättspraxis visar att svårigheter att få nödvändiga övriga tillstånd eller tillgång till arbetsmaskiner eller personal har godtagits som giltiga skäl. Värt att påpeka är att flera av dessa tillstånd (Stora Middelgrund, Kriegers Flak och Trolleboda) redan har fått förlängd igångsättningstid.

Tabell 10 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	Tillståndens igångsättningstid
Parker som har tillstånd enligt miljöbalken				
Stora Middelgrund	108	800	3 200	2020
Kriegers Flak	128	640	2 560	2018
Storgrundet	70	350	1 400	2018
Utgrunden II	24	90	360	2020
Trolleboda	30	150	600	2016[1)]
Taggen vindpark	60	415	1 660	2023
Stenkalles grund, Vänern	20	90	360	2020
Kattegatt Offshore	50	282	672	2023
Totalt	**490**	**2 817**	**10 812**	
Parker som ansöker om tillstånd enligt miljöbalken				
Södra Midsjöbankarna	Ca 300	2 100	8 400	
Finngrundet [2)]	185	1 100	5 500	
Totalt	**485**	**3 200**	**13 900**	
Parker som fått avslag på ansökan				
Blekinge Offshore	700	2 800	Ca 8 000	
Marviken Vindkraftpark	10	50	Ca 200	
Vindplats Göteborg	15	90	360	
Parker som är i tidigt skede av processen				
Samtliga projekt	Ca 640	Ca 4 200	Ca 16 000	

1) Ansöker om förlängning av igångsättningstiden i feb 2017.
2) Har fått avslag från länsstyrelsen på ansökan om Natura 2000-prövning.

Källa: Hans Olsson nov 2017, Tillståndsgivna projekt i Sverige samt www.4offshore.com.

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 energianvändning 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.

Energimyndigheten

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

Arkitektkopia AB, Bromma, 2017