

Havsbaserad vindkraft – potential och kostnader

EN RAPPORT TILL ENERGIMYNDIGHETEN (2017)



Copyright © 2017 Sweco Energuide AB

All rights reserved

No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means electronic, mechanical, photocopying, recording or otherwise without the prior written permission of Sweco Energuide AB.

Disclaimer

While Sweco Energuide AB ("Sweco") considers that the information and opinions given in this work are sound, all parties must rely upon their own skills and judgement when making use of it. Sweco does not make any representation or warranty, expressed or implied, as to the accuracy or completeness of the information contained in this report and assumes no responsibility for the accuracy or completeness of such information. Sweco will not assume any liability to anyone for any loss or damage arising out of the provision of this report.

Rapportnamn	Havsbaserad vindkraft – potential och kostnader
Tillgänglighet	Publik
Datum för färdigställande	2017-01-31
Uppdragsledare	Frank Krönert
Författare och projektmedlemmar	Fredrik Ståhle, Per Edström, Rachel Walsh, Erica Edfeldt, Gabriella Nilsson, Magnus Bergman, Sigurd Bunk Lauritsen, Lars Bülow Jørgensen, Sigrid Granström, Tomas Brandt, Silvana Tiedemann (Ecofys), Izabela Kielichowska (Ecofys)

Innehållsförteckning

Sammanfattning	6
Bakgrund	8
1 Utbyggnadspotentialen för havsbaserad vindkraft	9
1.1 Utbyggnad i världen.....	10
1.2 Europa i fokus.....	16
1.3 Österjöområdet och Sverige i fokus.....	20
1.4 Ambitioner och målsättningar för havsbaserad vindkraft.....	24
1.5 Stödsystem riktade mot havsbaserad vindkraft.....	27
1.6 Teknisk potential/ekonomisk potential.....	30
2 Kostnadsreduktion för havsbaserad vindkraft	32
2.1 Teknik- och kostnadsutveckling fram till idag.....	33
2.2 Teknikutvecklingsscenarier fram till 2035.....	54
2.3 Kostnadsanalys.....	59
2.4 Marknad och leveranskedja.....	64
2.5 Finansiering.....	65
2.6 Kartläggning av kostnader för Östersjön och kostnadsanalyser.....	70
3 Samhällsekonomiska effekter och näringslivsutveckling av havsbaserad vindkraft	98
3.1 Inledning.....	99
3.2 Vindkraftsetablering och samhällsekonomiska effekter.....	99
3.3 Landbaserad vindkraft.....	102
3.4 Havsbaserad vindkraft.....	108
3.5 Prognos för 30 TWh utbyggnad.....	115
3.6 Övriga effekter på arbetsmarknad och näringsliv.....	119
3.7 Näringslivsutveckling.....	121
3.8 Avslutande diskussion och slutsatser.....	125
Referenser.....	129



Sammanfattning

Den globala marknaden för havsbaserad vindkraft har sina rötter i Europa men marknadstrender tyder på en förskjutning mot en alltmer omfattande global utveckling under de kommande åren. Asien – med tonvikt på Kina – har för närvarande ett ökande antal vindkraftsprojekt under utveckling medan Nordamerika har intagit en något mer avvaktande position. Flera asiatiska marknader, däribland Kina, Japan, Taiwan och Sydkorea vidtar åtgärder för att stimulera den inhemska havsbaserade vindkraftsindustrin och påskynda utbyggnaden.

Andelen havsbaserad vindkraftkapacitet som är planerad eller godkänd för byggnation är stor jämfört med den installerade effekt som i nuläget är i drift eller under konstruktion. Nordsjön är även den plats globalt sett där man kommit längst vad gäller att bygga långt från kusten. I Nordsjön finns dessutom en del grund som möjliggör att bygga relativt långt från kusten utan att det är alltför djupt. Generellt sett går trenden mot havsbaserade vindkraftparker på allt djupare vatten och allt längre från kusten,

I Europeiska vatten finns cirka 3 340 havsbaserade vindkraftturbiner med en total nätansluten kapacitet på 11 500 MW. Detta motsvarar ungefär 40 TWh, fördelade på 82 vindkraftsparker i 11 länder. Framförallt länderna omkring Nordsjön samt Polen har etablerat riktade stöd mot havsbaserad vindkraft. Auktionsmekanismer tillämpas redan i Danmark, Storbritannien och Nederländerna, vilket har lett till stor kostnadspress och mycket låga anbud. Polen har nyligen beslutat att införa auktioner med ett takpris på 112 EUR/MWh men har än så länge inte hållit några auktioner. Finland och de baltiska länderna arbetar för närvarande med utformandet av nya storskaliga stödsystem riktade specifikt mot havsbaserad vindkraft. Få länder specificerar dock teknologispecifika målsättningar på medellång och lång sikt.

Den analyserade tekniska potentialen för havsbaserad vindkraft i svenska farvatten är cirka 3000 TWh. Detta förutsätter att alla lämpliga ytor skulle användas och ett huvudteknikutvecklingsscenario för år 2025. Om man avgränsar potentialen för havsbaserad vindkraftproduktion till en ekonomisk potential under 80 EUR/MWh (inkl. elanslutning), är det – beroende på WACC och scenario - fortfarande minst 300 TWh som skulle kunna byggas ut relativt kostnadseffektivt.

De senaste åren har kostnadsutvecklingen bestämts av framförallt av teknikutveckling, sjunkande materialkostnader, en bättre förståelse för riskerna förknippad med teknologin och sjunkande finansieringskostnaderna samt förbättrade drift- och underhållsstrategier. Under senare tid har även auktionssystemen seglad upp som en viktig del som skapar förutsättningar för ökad konkurrens och press i hela leverantörskedjan, som leder till lägre kostnader och bud. Alldeles för ofta hänförs dock kostnadsreduktionerna enbart till turbinteknikutvecklingen i den offentliga diskussionen, vilket är en stor förenkling, eftersom de mycket

viktiga finansieringskostnaderna och materialkostnader är historisk låga och tillsammans har en stor effekt på kostnaderna.

Den historiska utvecklingen av produktionskostnaden - LCOE - över tid är en sammanvägd effekt av många faktorer. Detta bortses ifrån i många studier och desktopanalyser vilket leder till att förutsättningarna för specifika år och kostnadsutveckling över tid sällan är jämförbara. Detta blir mycket tydligt om man jämför med auktionsverkligheten, där det framgår att en större kostnadsreduktionspotential redan räknats in. Det ska dock poängteras att ökande materialpriser och finansieringskostnader i ett scenario med stark ekonomisk tillväxt (vilket vi inte ser) lika gärna skulle kunna leda till att andra kostnadsreduktioner kompenseras eller till och med att produktionskostnaden ökar under en viss tid.

Swecos kostnadsanalys utgår därför ifrån att en hel del kostnadsreduktioner är realiserade i 2020 och skisserar - utgående från detta - framförallt på ett utfallsrum framöver. I våra scenarier ser vi möjliga kostnadsreduktioner för svenska havsbaserade vindkraftprojekt i storleksordningen 6-18% för bottenförankrade fundament och 40% längre fram för projekt med flytande fundament. Beroende på teknikutvecklingsscenario och antagen WACC, ser vi till exempel en kostnadsreduktionspotential på cirka 4-12 EUR/MWh mellan 2020-2035 för Swecosund projektet, vilket motsvarar 6-16% kostnadsreduktion.

Den offensiva teknikutvecklingen skulle kunna resultera i den största kostnadsreduktionen, givet att investerare inte sätter en högre riskpremie för användandet av ny, inte beprövad, teknologi. Eftersom riskbedömningen och finansieringskostnaden är så pass viktiga faktorer, så kan delar kostnadsreduktionen genom teknikutveckling "ätas upp" av högre finansieringskostnader, t.ex. orsakad av en starkare ekonomi och alternativa investeringsmöjligheter.

Utveckling av mer anpassade turbiner kan leda till ytterligare kostnadsreduktioner av 3-5 EUR/MWh. En analys av det som kan kallas för "Östersjöturbin", alltså turbiner anpassade till vindförhållanden i Östersjön större rotordiameter, visar att produktionen i våra referensparker kan öka med ca. 9% på samma site, t.ex. från 1151 GWh till 1252 GWh i 2025. Om man förutsätter att turbinkostnaden samtidigt endast ökar med runt 2% och att fundamentkostnaden ökar på grund av de större påfrestningarna så att den totala CAPEX-ökningen hamnar runt 3%, kan det trots denna kostnadsökning leda till en LCOE-kostnadsreduktion på 3-5 EUR/MWh, jämförd med turbiner av samma generatorstorlek och mindre rotordiameter i huvudscenariot.

Havsbaserad vind tycks vara mer arbetsintensiv än landbaserad genom projektets tre faser; projektering, bygg och installation samt drift och underhåll. Utifrån studier kan konstateras att det är stor variation i sysselsättningsgraden för havsbaserad vid 5,95–15,73 antal årsarbeten per MW. Detta kan jämföras med landbaserad vind där motsvarande intervall ligger på 3,70–8,79 årsarbeten per MW. Dessa siffror anger direkta arbetstillfällen. Därtill kommer indirekta effekter, i form av bland annat ökad efterfrågan på varor och tjänster i regionen där vindkraftsetableringen sker. Dessa effekter har i hög grad påverkar det lokala samhället och näringslivet.

Näringslivsutvecklingen kring vindkraftsutbyggnad i Sverige har potential, men det krävs engagemang från både privat och offentlig sektor. Tillverkning av insatsvaror är i dagsläget ingen stor marknad i Sverige. Befintlig industri kan nyttjas för tillverkning av insatsvaror för vindkraftsindustrin, men det finns också rum för nyetablering och möjlighet för företag att nischa sig mot havsbaserad vindkraft i takt med att marknaden växer.

Tajningen mycket viktigt för näringslivsutvecklingen. Under ett scenario där Östersjöländerna skulle bygga ut och inte Sverige, är det mycket mindre sannolikt att man kommer ha någon större möjlighet för export av komponenter eller tjänster, om de inte är mycket högspecialiserade. Tvärtom skulle den ökade konkurrensen genom uppbyggda leverantörskedjor i andra länder kunna ta en del av den möjliga värdeskapningen i Sverige, när man bestämmer sig för att bygga ut i Sverige senare. Å andra sidan skulle just den konkurrensen bidra till ökad kostnadsreduktionspotential även för svensk del.

För att till fullo kunna utnyttja den samhällsekonomiska potential som vindkraftsetablering kan generera, såväl rörande sysselsättning som näringslivsutveckling, krävs att företag har möjlighet, mod och incitament att investera i verksamheter som behövs för etablering av vindkraftsparker, ur ekonomisk, juridisk och legitimitetsaspekt. Detta är i sin tur kopplat till marknadsutsikterna som företagen ser i Sverige och regionen är någorlunda säkra, vilket i sin tur är kopplat till både Sveriges och angränsande ländernas ambitioner, målsättningar och stödssystem för havsbaserad vindkraft. Ett svenskt stödssystem och därmed en svensk hemmamarknad är en förutsättning för näringslivsutvecklingen vi diskuterar i rapporten. Utan hemmamarknad ser vi begränsade endast möjligheter för svensk näringslivsutveckling inom havsbaserad vindkraft.



Bakgrund

Energimyndigheten önskar en analys över utbyggnadspotentialen för havsbaserad vindkraft i Sverige, Östersjöregionen och Europa och den möjliga kostnadsreduktionen de kommande 20 åren för att kunna göra en bedömning om nödvändiga stödsystem för teknologin framöver. Utöver det önskar Energimyndigheten en belysning av de möjliga samhällsekonomiska konsekvenserna av en utbyggnad i Sverige, framförallt tillkomst av nya företag och arbetstillfällen.



1 Utbyggnadspotentialen för havsbaserad vindkraft

Den globala marknaden för havsbaserad vindkraft har sina rötter i Europa men marknadstrender tyder på en förskjutning mot en alltmer omfattande global utveckling under de kommande åren. Asien – med tonvikt på Kina – har för närvarande ett ökande antal vindkraftsprojekt under utveckling medan Nordamerika har intagit en något mer avvaktande position. Flera asiatiska marknader, däribland Kina, Japan, Taiwan och Sydkorea vidtar åtgärder för att stimulera den inhemska havsbaserade vindkraftsindustrin och påskynda utbyggnaden.

Andelen havsbaserad vindkraftskapacitet som är planerad eller godkänd för byggnation är stor jämfört med den installerade effekt som i nuläget är i drift eller under konstruktion. Nordsjön är även den plats globalt sett där man kommit längst vad gäller att bygga långt från kusten. Som i Nordsjön finns dessutom en del grund som möjliggör att bygga relativt långt från kusten utan att det är alltför djupt. Generellt sett går trenden mot havsbaserade vindkraftparker på allt djupare vatten och allt längre från kusten,

I Europeiska vatten cirka 3 340 havsbaserade vindkraftsturbiner med en total nätansluten kapacitet på 11 500 MW. Detta motsvarar ungefär 40 TWh, fördelade på 82 vindkraftsparker i 11 länder. Generellt sett har trenden i Europa hittills gått och fortfarande går mot havsbaserade vindkraftparker på allt djupare vatten och allt längre från kusten. Detta förklaras dock delvis av att Nordsjön fortfarande är ledande inom havsbaserad vindkraft, och många av de kustnära områdena redan exploaterats. Det är dock mycket möjligt att trenden kommer stoppas på sikt, beroende på hur länderna med kustnära grunda områden resonerar kring synlighet och anslutningskostnader.

I Europa har framförallt länderna omkring Nordsjön samt Polen har etablerat riktade stöd mot havsbaserad vindkraft. Auktionsmekanismer tillämpas redan i Danmark, Storbritannien och Nederländerna, vilket har lett till stor kostnadspress och mycket låga anbud. Polen har nyligen beslutat att införa auktioner med ett takpris på 112 EUR/MWh men än så länge inte hållit några auktioner. Finland och de baltiska länderna arbetar för närvarande med utformandet av nya storskaliga stödsystem riktade specifikt mot havsbaserad vindkraft. Få länder specificerar dock teknologispecifika målsättningar på medellång och lång sikt.

I innanhavet runt Östersjön finns totalt 1 475 MW havsbaserad vindkraft i drift, 777 MW under byggnation, 2888 MW med godkända tillstånd och 24 609 MW planerade projekt i olika faser. Av Östersjöländerna är det främst Tyskland och Danmark som byggt ut några betydande volymer av havsbaserad vindkraft. Sverige har byggt ett antal parker, Finland har byggt lite grann, medan Polen och de baltiska staterna ännu inte har mycket mer än några planerade. Avsaknaden av ekonomiska incitament, förutom i Tyskland och Danmark, är förklaringen till detta.

Den analyserade tekniska potentialen för havsbaserad vindkraft i svenska farvatten är cirka 3000 TWh. Detta förutsätter att alla lämpliga ytor skulle användas och ett huvudteknikutvecklingsscenario för år 2025. Om man avgränsar potentialen för havsbaserad vindkraftproduktion till en *ekonomisk potential* under 80 EUR/MWh (inkl.

elanslutning), är det – beroende på WACC och scenario - fortfarande minst 300 TWh som skulle kunna byggas ut relativt kostnadseffektivt.

1.1 Utbyggnad i världen

1.1.1 Översikt utbyggnad hasvbaserad vindkraft i världen

Den globala marknaden för havsbaserad vindkraft har sina rötter i Europa men marknadstrender tyder på en förskjutning mot en alltmer omfattande global utveckling under de kommande åren. Aktuella globala marknadstrender bygger i stor utsträckning på europeisk erfarenhet och data visar positiva marknadsindikatorer för teknisk innovation, stödsystem och minskade kostnader. Per juli 2016 uppskattar vi att cirka 90% av de totalt 12,3 GW havsbaserad vindkraft i världen var installerade utanför kusten av elva europeiska länder. De återstående 10% av den installerade kapaciteten ligger till stor del i Kina, följt av Vietnam, Japan och Sydkorea. Figur 1 visar en global översikt per land över havsbaserad vindkraft: projekt i drift och under byggnation, redan godkända och endast planerade projekt.

Figur 1: Utbyggnad i världen, antal planerade projekt per land och projektstatus¹



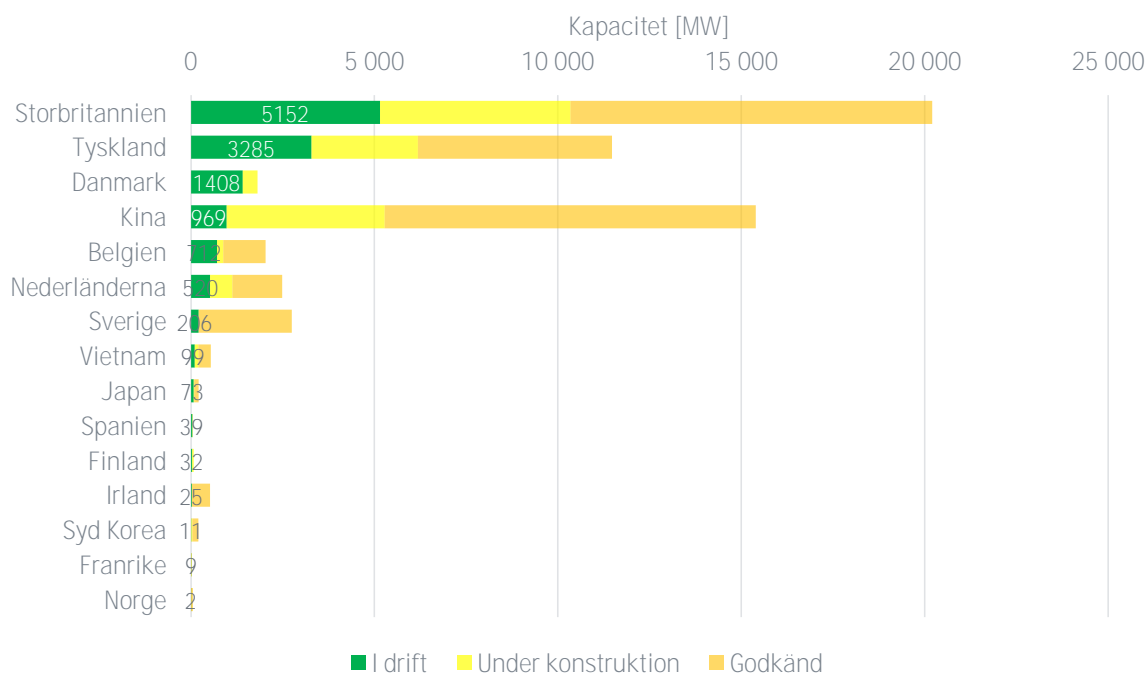
Källa: 4COffshore, Sweco analys

Storbritannien, Tyskland och Danmark har mest installerad kapacitet medan Kina har mest som "ligger i pipen" i form av godkända tillstånd. Detta ses i Figur 2Error! Reference source not found. som visar utbyggnaden per land. Enbart ett fåtal länder har idag installerad havsbaserad vindkraft, men utbyggnaden och antalet länder bedöms öka. Havsbaserad vindkraft stod för nästan en fjärdedel av EUs totala vindkraftutbyggnad under 2015, och investeringar i offshore vindkraft i Europa fördubblades till 13,3 miljarder EUR. 2015 blev därmed ett rekordår för finansiering och nätanslutningar: Tyskland (2282 MW), Storbritannien (572 MW) och Nederländerna (180 MW) var de tre länderna med nätanslutningar för nya havsbaserade vindkraftverk under året, med totalt 14 anslutna projekt. Av de europeiska länderna växer den installerade kapaciteten i Belgien mycket snabbt. De länder som idag har havsbaserad vindkraft – Nordsjöländerna – har även de en större andel godkända tillstånd om vad de har befintlig installerad kapacitet.

¹ Diagrammen visar antal projekt per land och projektstatus samt visas centralt inom landet, oavsett parkernas geografiska lokalisering

Även regeringar utanför Europa och Kina har börjat sätta ambitiösa mål för havsbaserad vindkraft och utvecklingen börjar ta fart i vissa av dessa marknader. Japan och Sydkorea har satt turbiner i vattnet och USA såg det första kommersiella projektet med byggstart i 2015 och förväntad driftstart under hösten 2016.

Figur 2: Utbyggnad och utbyggnadsplaner per land², status juli 2016 [MW]



Källa: 4C Offshore

Andelen havsbaserad vindkraftskapacitet som är planerad eller godkänd för byggnation är stor jämfört med den installerade effekt som i nuläget är i drift eller under konstruktion. Detta kan ses i Figur 3 som visar total global kapacitet för olika projektstatus (i drift, under konstruktion, godkänd, planerad), för öppet hav respektive innanhav. I avsaknad av en tydlig definition för *innanhav* i den bemärkelsen som används av vindkraftsbranschen i Östersjön använder vi en geografisk definition. Oceanerna uppdelas ofta i mindre *bihav*, som i sin tur kan indelas i *medelhav* och *randhav*. Två exempel på *bihav* är Östersjön, som är ett *medelhav*², och Arabiska havet, som är ett *randhav*⁴. Andra havsdelar kallas bara bukter, till exempel Bengaliska bukten. Enligt denna definition kan man klassa alla *bihav* som *innanhav*. Utöver det räknar vi större sjöar som innanhav. Nordsjön – som egentligen är ett *randhav* och därmed geografisk innanhav – har dock räknats som öppet hav, vilket pekar på svårigheten med denna definition. Allt annat räknas som öppet hav. Denna definition leder till en större andel innanhav än vad en definition med viktiga parametrar som låg salthalt, låg våghöjd, begränsad tidvatten osv. skulle leda till⁵, som den svenska vindkraftsindustrin använder.

Alla planerade projekt kommer givetvis inte att realiseras – många planerade projekt är i mycket tidiga faser – men fler projekt kommer att tillkomma, och generellt går trenden mot att världens havsbaserade vindkraftseffekt ökar i rask takt. Även total produktion kan ses i Figur 3, vilket estimeras med 4000

² Enbart länder, som har installerad kapacitet idag

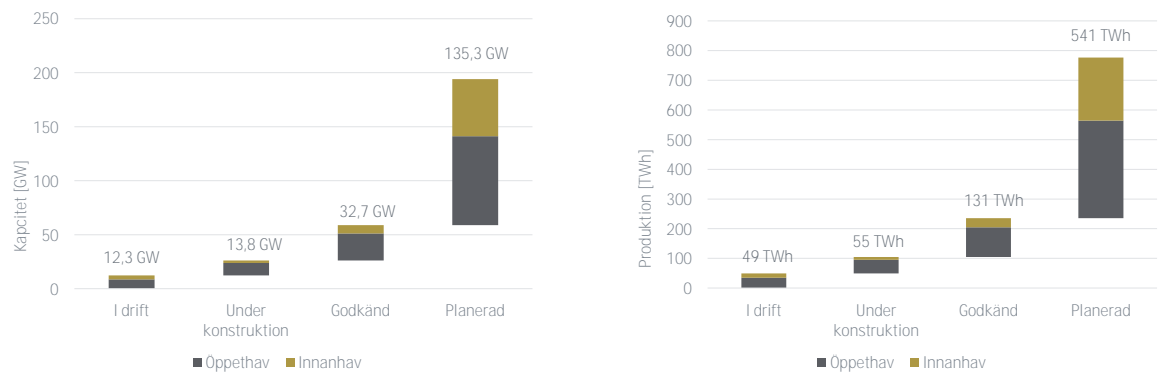
³ Ett *medelhav* är ett *bihav* till en ocean, som tränger djupt in i kontinenterna och mer eller mindre brett omsluts av dessa, till skillnad från *randhav* som endast ofullständigt kan skiljas från oceanerna genom öar och halvöar. Till *medelhav* hör - förutom *Medelhavet*, från vilket denna grupp av hav har fått sin gemensamma benämning - Röda havet, Persiska viken, Östersjön, Hudson Bay, Mexikanska golfen, Karibiska havet, Australasiatiska medelhavet och (anser några geografer) Norra ishavet som i så fall är det största *medelhavet* före Australasiatiska medelhavet. Tillsammans täcker de omkring 30 miljoner km² av jordens yta.

⁴ *Randhav* är havsområden vid kontinenternas kuster som avgränsas från öppna havet av till exempel öar eller ökedjor. *Randhav* ligger oftast på kontinentalsockeln och är då grunda. Exempel på *randhav* är Nordsjön, Irländska sjön, Ochotska havet, Japanska havet och Berings hav. Ett annat exempel är Gula havet öster om Kina.

⁵ I princip skulle en sådan definition komma fram till att det knappt finns några andra "innanhav" med många parametrar liknande Östersjön förutom de stora sjöarna, vilket diskuteras i kapitel 2

fulllasttimmar som genomsnitt⁶ för alla parker. Vi gör denna förenkling eftersom de lokala förhållanden som vindhastighet och navhöjd samt turbinval och driftstartår är osäkra.

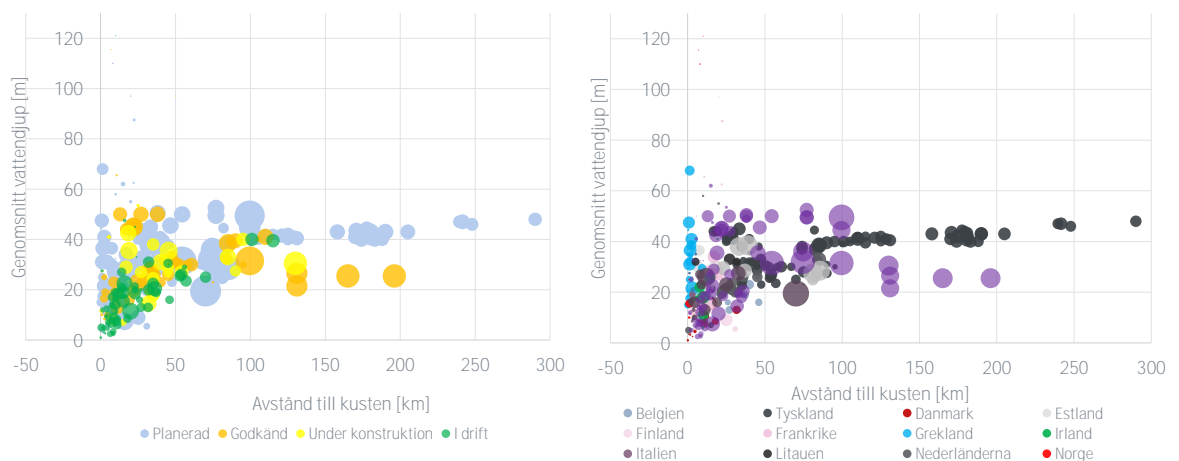
Figur 3: Installerad effekt (vänster) och produktion (höger) i världen, per projektstatus och öppet hav/innanhav



Källa: 4COffshore, Sweco

Generellt sett har trenden hittills gått och fortfarande går mot havsbaserade vindkraftparker på allt djupare vatten och allt längre från kusten, se Figur 4. De gröna prickarna (vänster graf) som visar vindkraft i drift tenderar att vara på mindre djup och mer kustnära, medan de som är planerade (blåa) och tillståndsgivna (orangea) är längre ut till havs och på djupare vatten. Detta förklaras dock delvis av att Nordsjön (som bland annat Tyskland och Storbritannien bygger mycket i) fortfarande är ledande inom havsbaserad vindkraft, och många av de kustnära områdena redan exploaterats. Detta kan ses i de svarta respektive lila prickarna i det högra diagrammet. I Nordsjön finns dessutom en del grund som möjliggör att bygga relativt långt från kusten utan att det är alltför djupt. Projekten som ligger väldigt långt från kusten på bilden, uppemot 200-300 km från land, beror delvis på att projekten ibland anges utifrån kustavstånd till det egna landet (exempelvis närmare till Danmarks kust än till Tysklands), samt att det ibland rör sig om projekt som det är osäkert huruvida de faktiskt kommer att realiserats.

Figur 4: Havsbaserade vindkraftprojekt i världen, per status och storlek (Installerad kapacitet i MW)



Källa: 4COffshore, Sweco

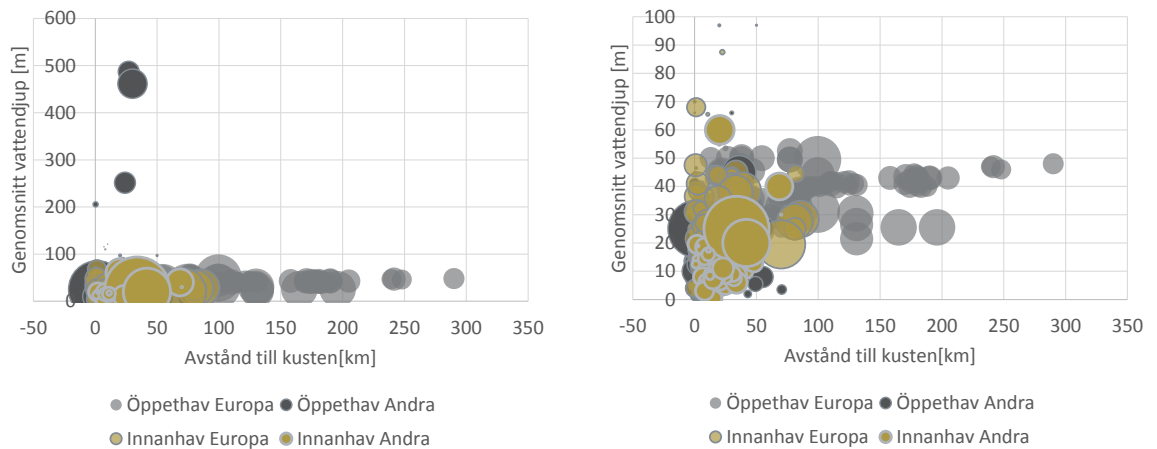
Figur 5 visar motsvarande diagram uppdelat på innanhav respektive öppet hav enligt den geografiska definitionen. Den högra grafen är trunckerad, för att bättre synliggöra vattendjupet för huvuddelen av projekten. Likt graferna innan visar även denna bild att det främst är projekten på öppet hav i Europa

⁶ Grovt estimat: fulllasttimmarna är inte bara beroende av vindresursen men också turbinvalet och här speciellt förhållandet mellan rotordiameter och generatorstorlek. Eftersom det kan variera mycket beroende tubinval även på samma plats, är 4000 fulllasttimmar ett bra antagande.

(Nordsjön) som rör sig längre ut från kusterna. Givetvis finns dock en hel del mycket osäkra projekt som aldrig kommer att byggas med i den portföljen av planerade projekt.

I Östasien och Nordamerika och speciellt de länderna som nu börjar exploatera sin havsbaserade vindkraft – såsom exempelvis Kina och USA – tenderar man till att i första hand bygga mer kustnära.

Figur 5: Havsbaserade vindkraftprojekt i världen, (i drift, under konstruktion, godkänd, planerad storlek (vattendjup, avstånd till kusten, installerad kapacitet i MW)



Källa: 4COffshore, Sweco

1.1.2 Asien i fokus

Asien – med tonvikt på Kina – har för närvarande ett ökande antal vindkraftsprojekt under utveckling. Flera asiatiska marknader, däribland Kina, Japan, Taiwan och Sydkorea vidtar åtgärder för att stimulera den inhemska havsbaserade vindkraftsindustrin och påskynda utbyggnaden. Utvecklingen på dessa marknader skulle kunna få konsekvenser även för andra marknader. Framtida asiatiska försörjningskedjor skulle kunna utgöra en motvikt till europeiska leverantörer och öka konkurrensen inom branschen, vilket kan bidra till att sänka kostnadsnivån. Förhållandena på de platser som är möjliga att bygga på i Asien skiljer sig ofta väsentligt från förhållandena i Europa. Många potentiella utvecklingszoner ligger på platser som kännetecknas av djupt vatten och exponering för tyfoner. Tidiga erfarenheter från driftsättning och drift av havsbaserade vindkraftsprojekt under dessa förhållanden skulle kunna vara relevant för regioner med liknande förhållanden, t.ex. vissa regioner i USA. Likaså möjliggör utvecklingen av de asiatiska marknaderna för export från regioner som utvecklar flytande plattformsteknik idag.

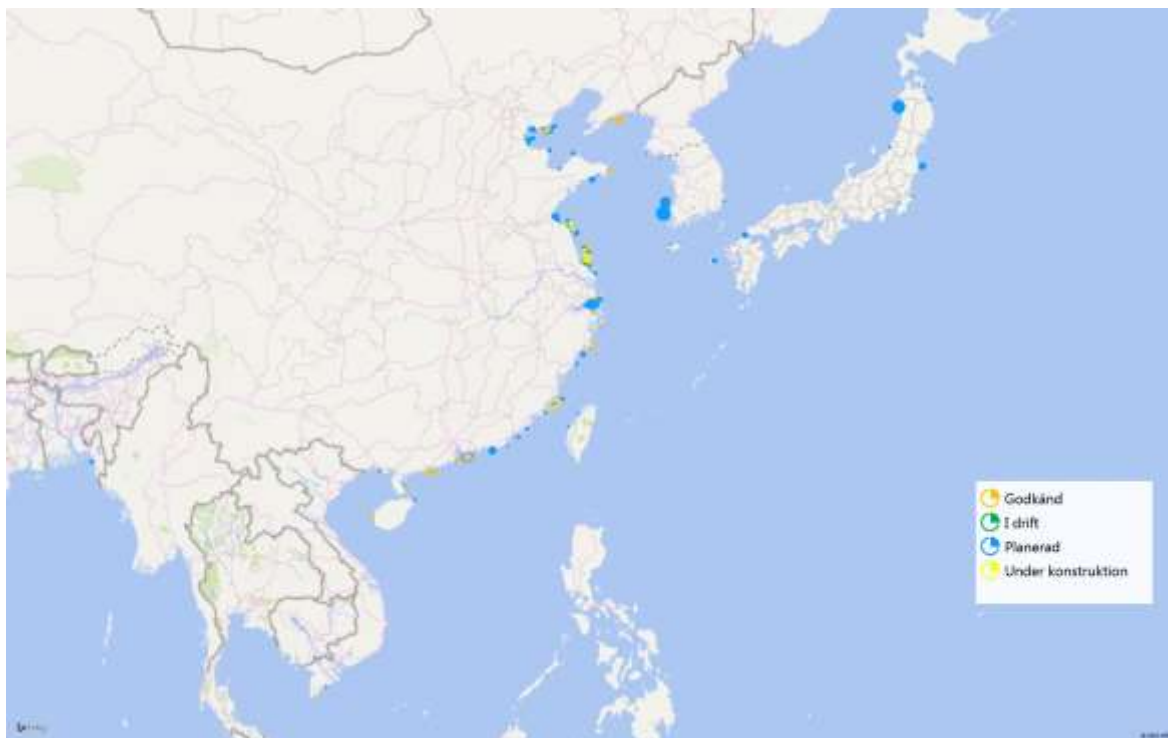
Kina är idag den ledande marknaden för havsbaserad vindkraft i Asien och den fjärde största i världen. Totalt har Kina över 1000 MW installerad kapacitet, cirka fem gånger så mycket som Sverige. Under 2015 stod nya havsbaserade vindkraftparker för en utbyggnad av totalt 360 MW (100 turbiner), en ökning med 57% från 2014. De nya offshoreprojekt är spridda över platser längs kusterna utanför Guangdong, Fujian och Jiangsu provinserna. Nästan hälften av de nya parkerna var kustnära projekt (179 MW), den andra hälften så kallade *inter-tidal* projekt⁷. Ändå har utvecklingen varit mycket långsammare än regeringen ursprungligen hade förväntat sig, till stor del på grund av en fragmenterad tillståndsprocess och att inmatningstarifferna varit för låga för att göra projekt lönsamma⁸. Större förändringar i denna marknad förväntas efter 2017, när det befintliga stödet löpar ut och reduktioner i tariffen med upp till 7% förväntas. En annan flaskhals är svårigheten att få alla nödvändiga tillstånd, då havsbaserade vindkraftsprojekt berör flera myndigheter.

Energimyndigheten i Kina avslöjade nyligen att det skulle minska målet för vindkraftsutbyggnad i landets trettonde femårsplan; från 30.000 MW av 2020 ner till 10.000 MW (Jianxiang 2015). Trots reducerad utbyggnadstakt har ett antal havsbaserade vindkraftsprojekt erhållit godkännande från regeringen att gå vidare. Tio turbintillverkare var aktiva i den kinesiska marknaden för havsbaserade turbiner och fyra tillverkare installerade över 100 MW: Shanghai Electric leder marknaden med 459,18 MW (45,3%), följt av Sinovel (170 MW, 16,8%), Envision (131 MW, 12,9%) och Goldwind (118,5 MW, 11,7%).

⁷ *Inter-tidal* betecknar grunda vattnen nära stranden, där platserna torkar ut (eller nästan så) vid låg tidvatten

⁸ Tarifferna är RMB 0,85/kWh (ca. EUR 0,12) för "strandnära" havsbaserad projekt och RMB 0,75/kWh (ca. EUR 0,10) för *inter-tidal* projekt

Figur 6: Projekt i drift, under konstruktion, godkänd och planerad i Östasien



Källa: 4COffshore, Sweco analys

Den japanska regeringen har skiftat sitt energipolitiska fokus bort från kärnkraft som en direkt följd av kärnkraftsolyckan i Fukushima i mars 2011. Cirka 50 reaktorer är för närvarande avstängda och importen av flytande naturgas, råolja, kol och petroleumprodukter har istället ökat. Japans ministerium för ekonomi, handel och industri (METI) publicerade 2015 ett förslag på framtida energiförsörjning i vilken kärnkraft står för 22 procent av elproduktionen, även om allmänhetens motstånd mot kärnkraft är fortsatt stark. Som en del av sin nya energistrategi har regeringen förbundit sig att aktivt utveckla havsbaserad vindkraft, en av få Japans enda inhemska energikällor. Kustlinjen är lång, vattnen utanför den japanska kusten är dock djupt. Den havsbottenförankrade fundamentsteknik som utvecklats för Nordsjöapplikationer är således ekonomiskt olämpligt för de flesta platser och flytande fundament blir viktiga. De höga kostnaderna för utveckling av landbaserad vindkraft i Japan kan dock ändå göra utvecklingen av havsbaserad vindkraft attraktivt på sikt.

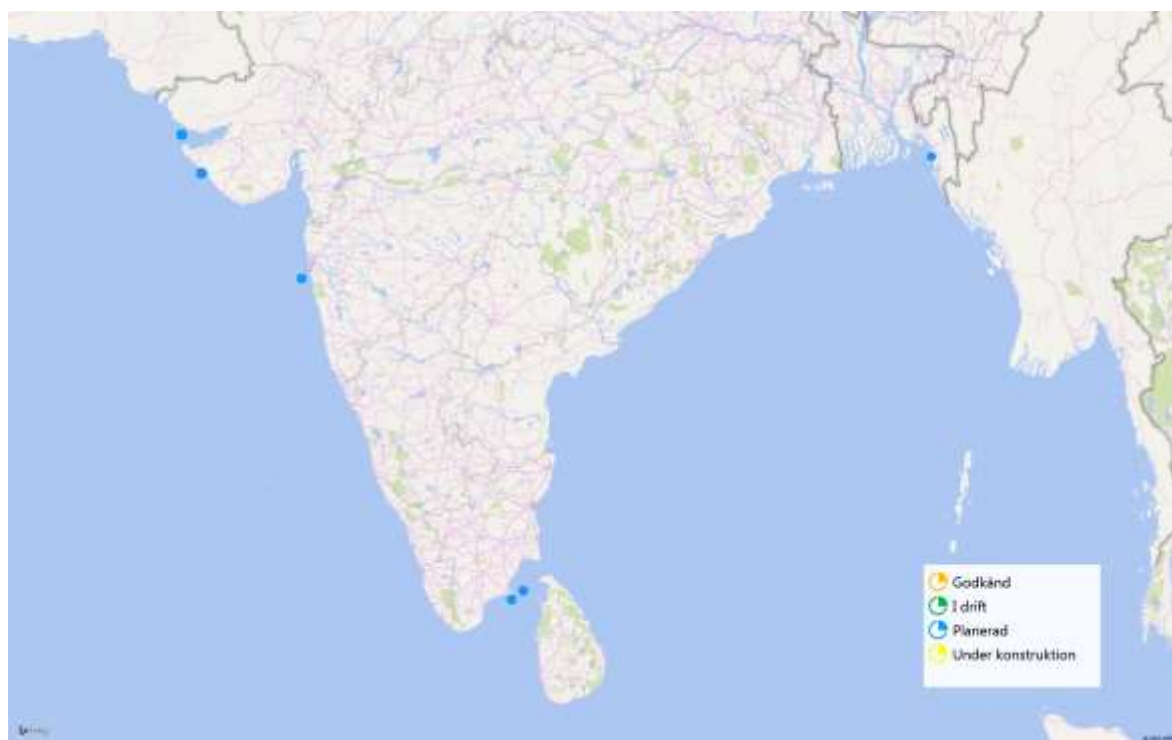
För att möta sina energiutmaningar finansierar Japan utvecklingen och användningen av flytande vindkraftverk. Sedan 2013 har Japan installerat tre flytande vindkraftverk, inklusive en 7 MW-turbin sommaren 2015, som nu är den största vindkraftsturbinen med flytande fundament i världen. Japan är det land 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 kommer att driftsättas under 2016. Flera projekt förväntas starta byggnation de närmaste åren, Kashima Port blir den första. Totalt finns det 1407 MW under planering.

Regeringen har antagit en inmatningstaxa för havsbaserad vindkraft som ger generösa 36.000 ¥/MWh (353 USD/MWh) under 20 år och förväntar sig att detta stöd kommer att öka det kommersiella intresset att bygga vindkraftparker till havs. För närvarande finns det dock ingen lag eller förordning för havsbaserad vindkraft för allmänna gemensamma havsområden i Japan. Ett havsområde i Japan kan kategoriseras i två kategorier, antingen som hamntillhörande område eller som ett allmänt gemensamt havsområde. För hamntillhörande områden ansvarar hamnmyndigheterna och det är därför tydligt vem som ansvarar i tillståndsfrågor. För allmänna gemensamma havsområden finns dock ingen lag eller föreskrift vilket leder till betydande affärsrisk för projekt som planeras där.

I Indien har ministeriet för nya och förnybara energikällor (MNRE) inlett diskussioner om att främja ett demonstrationsprojekt. I oktober 2015 annonserade man den indiska strategin för havsbaserad vindkraft. I denna är det nationella Institutet för Vindkraft (NIWE) nyckeln till implementeringen av strategin och för att

skapa de nödvändiga förutsättningarna för sektorn. *Facilitating Offshore Wind in India* (FOWIND)⁹ är ett viktigt fyraårigt projekt, stött av Europeiska Unionen¹⁰. GWEC leder konsortiet som genomför detta projekt i Gujarat och Tamil Nadu, med NIWE som lokal kunskapspartner. FOWIND arbetar i nära samråd med MNRE och statliga myndigheter för att upprätta en långsiktig färdplan för havsbaserad vindkraftutveckling i Indien. Den första anbudsrundan i Indien förväntas genomföras i slutet av 2018.¹¹

Figur 7: Projekt i drift, under konstruktion, godkänd och planerad i och nära Indien



Källa: 4COffshore, Sweco analys

1.1.3 Nordamerika i fokus

Nordamerika har intagit en något mer avvaktande position men det finns många potentiella projekt i pipeline.

I USA finns - med undantag för University of Maines flytande demonstrationsprojekt på 0,02 MW - ingen havsbaserad vindkraft installerad. Den första kommersiella vindkraftparken med 30 MW kommer att tas i drift 5 km utanför Block Island, Rhode Island under 2016 (5 turbiner, CAPEX 290 miljoner USD, ca. 255 MEUR) mot slutet av 2016.

National Renewable Energy Laboratory (NREL) uppskattar att USA har en utvecklingsbar potential för havsbaserad vindkraft av 4200 GW, jämfört med 11000 GW för landbaserad vindkraft. Vindresursen har klassificerats på en skala från noll till sju baserat på deras effekttäthet och mer än 66% av havsbaserad vindkraft i USA är i vindkraft klass sex eller sju. Utvecklare har föreslagit en utbyggnad på nästan 4,9 GW havsbaserad vindkraft utanför kusten till nio delstater, mestadels längs den nordöstra kusten, se Figur 6/8. Tre demonstrationsprojekt som stöds av US Department of Energy - Virginia Offshore Wind Technology Advancement (VOWTAP) Project, Fisherman's Energy Wind¹² (New Jersey) och WindFloat (Oregon) – har mött utvecklingshinder trots betydande framsteg i projektutvecklingen.

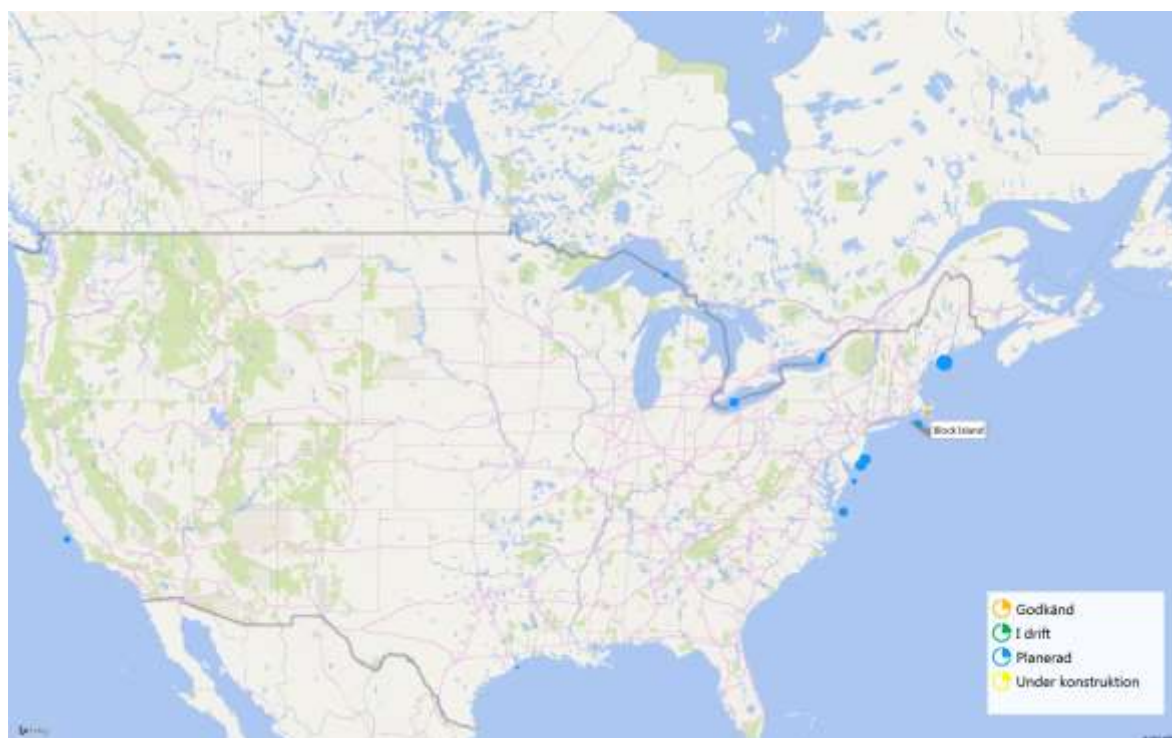
⁹ <http://www.fowind.in>

¹⁰ FOWIND kommer att genomföra den första vindresurs mätning i Cambaybukten, utanför Gujarat under 2016

¹¹ GWEC: Global Wind Market Report 2015

¹² <http://www.fishermensenergy.com/offshore-new-jersey.php>

Figur 8: Projekt i drift, under konstruktion, godkänd och planerad i USA



Källa: 4COffshore, Sweco analys

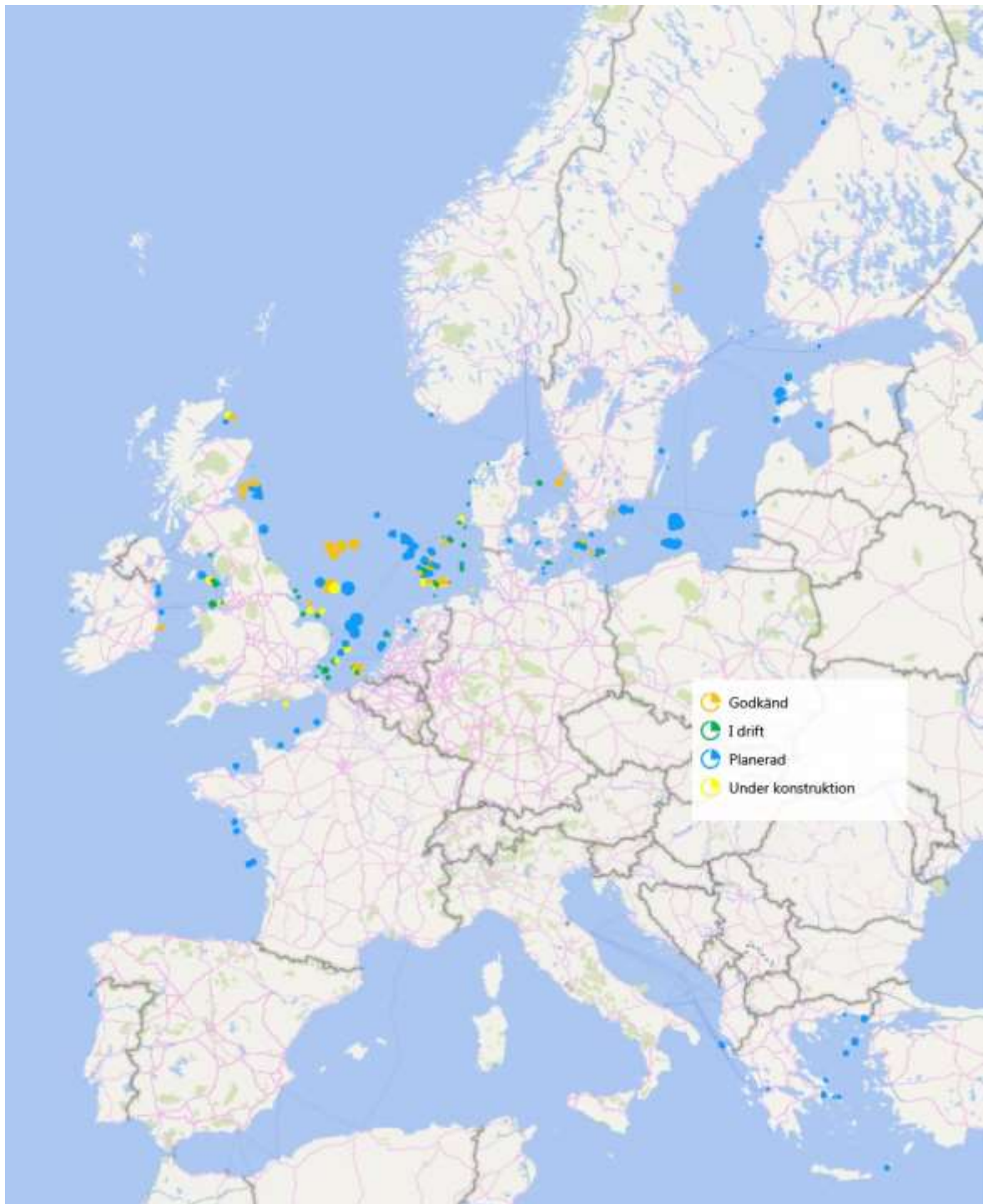
Var och en av dessa projekt fick 4 miljoner dollar (cirka 3,5 MEUR) i utvecklings- och planeringsstöd. Så småningom skulle dessa tre projekt fått så mycket som 47 miljoner US-dollar (41 MEUR). Målet var att ha projekten igång 2017, men båda Fisherman's Energy Wind och WindFloat (*semi-submersible, halvt nedsänkbara fundament*) - står inför handfasta praktiska utmaningar som leder till förseningar¹³.

1.2 Europa i fokus

Den europeiska havsbaserade vindkraftsindustrin är mer än 20 år gammal och dess tekniska metoder och marknadsdata är en hörnsten för att bedöma marknadspotentialen och trender över hela världen. Denna europeiska utveckling är viktig för att förstå och jämföra tekniska och kostnadsmissiga trender i framförallt de framväxande asiatiska och amerikanska vindkraftmarknaderna. Den europeiska havsbaserade vindkraftsindustrin, inklusive dess beslutsfattare, lagstiftare, och R & D-finansiärer, fortsätter att vidta åtgärder för att öka andelen havsbaserad vindkraft och samtidigt minska dess kostnader. Dessa åtgärder har resulterat i en stark nedåtgående trend i förväntade elproduktionskostnader för havsbaserad vindkraft under de kommande åren, vilket framgår av resultaten från den senaste tidens auktioner i Danmark, Nederländerna och Storbritannien.

¹³ <http://breakingenergy.com/2015/06/25/oregon-offshore-wind-projects-troubles-leavethe-doe-0-for-3-so-far/>

Figur 9: Projekt i Europa per projektfas



Källa: 4COffshore, Sweco analys

Kostnadsreduktionen på den europeiska marknaden drivs av vindkraftsindustrins aggressiva utveckling av ny teknik tillsammans med projektutvecklarens åtaganden att anta den nya tekniken samt en svag ekonomisk utveckling, lägre råvarupriser och nya auktionsbaserade stödsystem. Teknikutvecklingen stöds av goda utsikter för fortsatt utbyggnad. Detta ger den långsiktighet och transparens på marknaden som krävs för att upprätthålla en effektiv leveranskedja. Volymerna tillsammans med denna projektpipeline har flera fördelar för branschen: minskade kostnader, ökande stordriftsfördelar, förbättrad infrastruktur och tillverkningsanläggningar, ökad konkurrens inom distributionskedjan samt främjandet av kvalificerad arbetskraft.

Det finns idag¹⁴ i Europeiska vatten cirka 3 340 havsbaserade vindkraftturbiner¹⁵ med en total nätanslutna kapacitet på 11 500 MW. Detta motsvarar ungefär 40 TWh, fördelade på 82 vindkraftsparker i 11 länder.¹⁶ Som kan ses i **Error! Reference source not found.** har den genomsnittliga parkstorleken i Europa ökat över tid och ligger strax under 400 MW. Observera att 2016 har ett lågt värde eftersom året inte är slut än, dock var investeringarna under första halvan av 2016 lägre än under första halvan av 2015.

Under 2015 kom 3035 MW ny vindkraft till havs (419 turbiner) på nätet i Europa, en ökning av 108% jämfört med 2014. Sammanlagt 14 projekt avslutades. Havsbaserad vindkraft stod därmed för en fjärdedel av alla vindkraftinvesteringar i EU 2015, upp från en andel 13% i 2014. För första gången avvecklades också havsbaserade vindkraftverk: totalt 7 turbiner i Storbritannien och Sverige monterades ner, vilket resulterade i ett nettotillskott av 412 turbiner.

De flesta parker i drift ligger i Nordsjön, medan Östersjön och Frankrikes kust, Grekland och givetvis även Nordsjön har en del planerade projekt. Detta visas i Figur 9. Projekt som ligger långt från kusten – främst projekt i Nordsjön – tenderar att vara i planeringskedjet, vissa av dem är av ”blue sky¹⁷” karaktär.

Storbritannien har den högsta andelen godkända projekt i Europa och fortsätter vara världens största marknad för havsbaserad vindkraft. Totalt fem av de totalt 22 vindkraftparker som arbetades med i Europa under 2015 ligger i Storbritannien. I Gwynt y Môr, Westernmost Rough, Humber Gateway och Kentish Flats 2 Extension anslöts totalt 572 MW (153 turbiner). I Robin Rigg däremot togs två turbiner med respektive 3 MW ur drift. Närmare 5 GW projekt är helt kontrakterade och kommer att levereras under de kommande fyra åren.

Den havsbaserade vindkraftsindustrin i Tyskland hade 2015 ett rekord år, med totalt 546 turbiner nätanslutna, vilket fördubblade den installerade kapaciteten från 2014¹⁸. Tyskland står därmed för cirka 30% av den installerade kapaciteten i Europa och nästan 26% av alla godkända projekt i Europa. Tyska havsvindkraftparker ligger i genomsnitt 52,6 km från kusten. Den tyska offshoresektorn har ett mål på 11 GW 2025, vilket begränsar den årliga utbyggnaden till cirka 700 MW under de kommande 10 åren. Branschen anser att kontinuerlig tillväxt viktigare på lång sikt än rekordutbyggnad under enstaka år. Industrin har därför begärt en årlig marknad på åtminstone 900 MW för att kunna uppnå skalfördelar och långsiktig investerings säkerhet för att kunna garantera i ytterligare kostnadsminskningar.

Nederländerna var den fjärde största marknad 2015, med 180 MW ny installerad kapacitet (60 turbiner), vilket är nästa en dubbling av den totala installerade kapaciteten jämförd med 2014. Det finns en plan för att utöka landets havsbaserade vindkraftkapacitet med 3,5 GW till 2023. Industrin har också ett mål att minska kostnaderna med 40% under de kommande fem åren. På längre sikt har den holländska delen av Nordsjön potential att vidareutveckla storskalig vind; t.ex. skulle IJmuiden Ver området kunna ge plats till 6000 MW.

¹⁴ 30 juli 2016

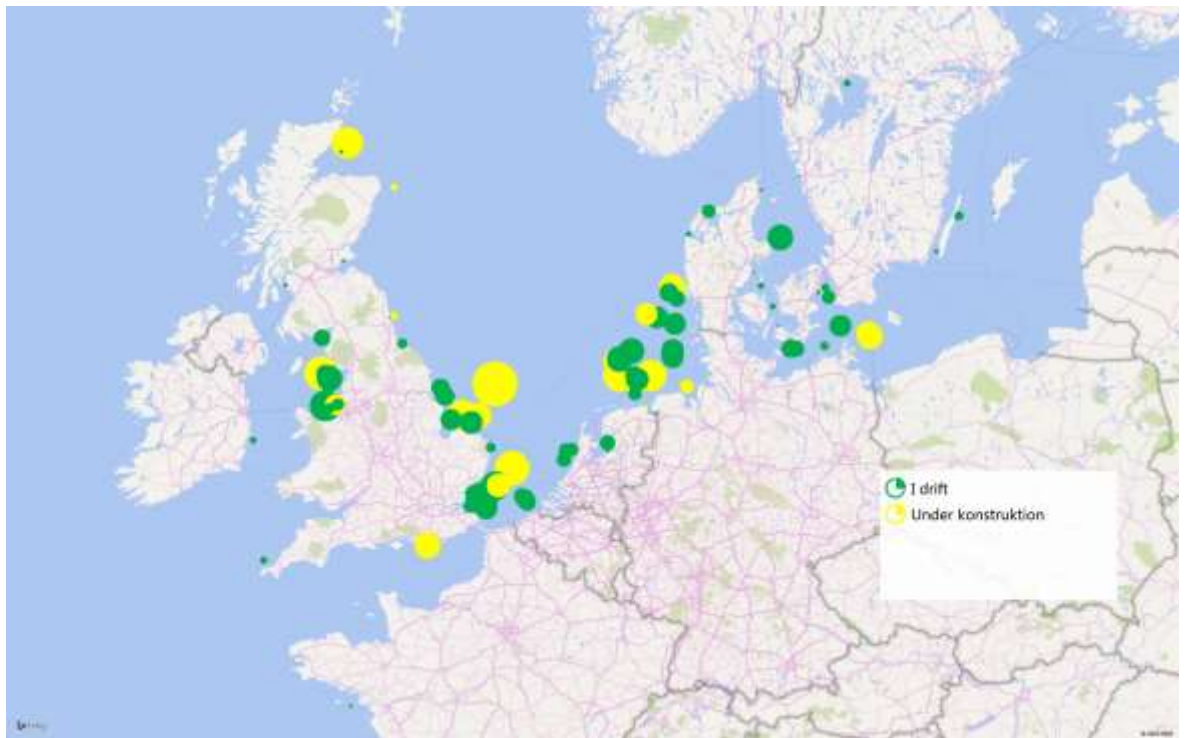
¹⁵ Inklusive demonstrationsprojekt

¹⁶ Wind Europe: *The European offshore wind industry*; Key trends and statistics 1st half 2016

¹⁷ alltså i en mycket tidig planeringsfas med ibland låg sannolikhet för realisering)

¹⁸ <https://www.wind-energie.de/en/press/press-releases/2016/offshore-wind-energy-germany-figures-2015-record-achieved-due-catch>

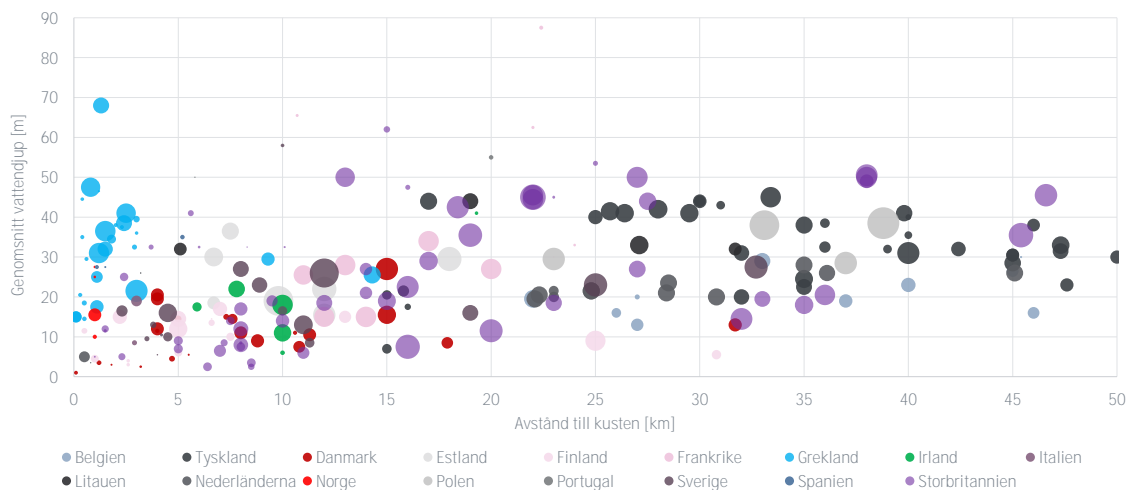
Figur 10: Projekt i drift och under konstruktion i Nordsjön



Källa: 4COffshore, Sweco analys

I Frankrike är för närvarande sex havsvindkraftparker med sammanlagt 3 GW under byggnation. Parkerna Courseulles (500 MW), Fécamp (500 MW), Saint-Nazaire (500 MW), Saint-Brieuc (500 MW) från runda 1 och Dieppe-Le Tréport (500 MW) och Iles d'Yeu et de Noirmoutier (500 MW) från runda 2. En tredje anbudsruna förväntas i slutet av 2016. De viktigaste utmaningarna som den franska sektorn står inför är behovet för kostnadsminskningar samt tillämpbara områden för havsbaserad vindkraft pga motstridiga maritima intressen. Den franska vindkraftsindustrin har kommunicerat ambitiösa mål av 12 GW havsbottenförankrade och 6 GW flytande havsbaserad vindkraft till 2030.

Figur 11: Projekt i Europa

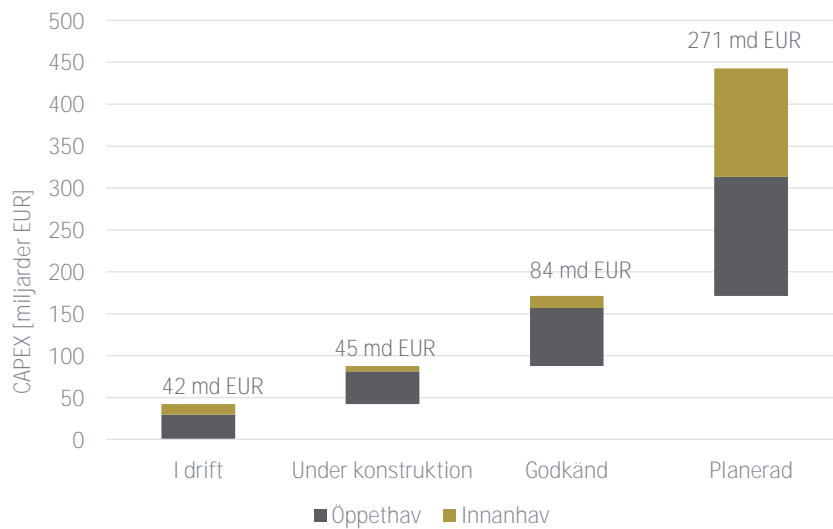


Källa: 4COffshore, Sweco analys

Figur 11 visar en översikt över projekt i Europa per land, och dessa projekts avstånd till kusten respektive djup. Observera att grafen är kapad vid 50 km från kusten. Storbritannien (lila) och Tyskland (svart) är de länder som tenderar att planera bygga längst från kusten och djupare vatten. Observera att grafen innefattar projekt i olika projektfaser (allt från planerade till drifttagna).

Figur 12 Error! Reference source not found. visar ett CAPEX estimat för havsbaserade vindkraft i Europa per projektstatus. Där det saknats data (för cirka 10 % av projekten under byggnation) samt för godkända och planerade projekt har räknats med ett genomsnittligt CAPEX på 4 MEUR/MW¹⁹ för att få ett estimat. Anläggningarna som är godkända har dubbelt så mycket planerad effekt som de anläggningar som är i drift och under konstruktion tillsammans. visar ett CAPEX estimat för havsbaserade vindkraft i Europa per projektstatus. Där det saknats data (för cirka 10 % av projekten under byggnation) samt för godkända och planerade projekt har räknats med ett genomsnittligt CAPEX på 4 MEUR/MW för att få ett estimat. Anläggningarna som är godkända har dubbelt så mycket planerad effekt som de anläggningar som är i drift och under konstruktion tillsammans.

Figur 12: CAPEX estimat per projektstatus och öppet hav/innanhav i Europa



Källa: 4COffshore, Sweco

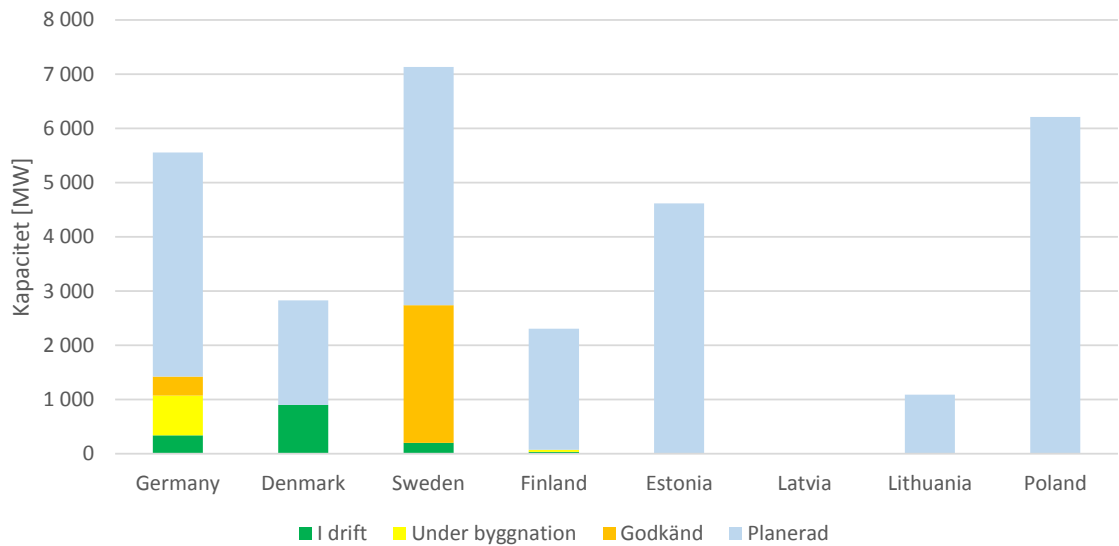
1.3 Österjöområdet och Sverige i fokus

I innanhavet runt Östersjön finns totalt 1 475 MW havsbaserad vindkraft i drift, 777 MW under byggnation, 2 888 MW med godkända tillstånd och 24 609 MW planerade projekt i olika faser. Av Östersjöländerna är det främst Tyskland och Danmark som byggt ut några betydande volymer av havsbaserad vindkraft. Sverige har byggt ett antal parker, Finland har byggt lite grann, medan Polen och de baltiska staterna ännu inte har mycket mer än några planerade. Avsaknaden av ekonomiska incitament, förutom i Tyskland och Danmark, är förklaringen till detta.²⁰

¹⁹ Detta värde kan anses vara en tillräcklig bra förenkling för denna typ av övergripande analys.

²⁰ Energimyndigheten: *Havsbaserad vindkraft*, Regeringsuppdrag 2015, ER 2015:12

Figur 13: Planerade innanhavsprojekt runt Östersjön i olika faser



Källa: 4COffshore

Finland har en lång kustlinje och bra förutsättningar för havsbaserad vindkraft. Parkerna Kemin Ajoksen I och II (sammanlagd 30 MW) samt Pori 1 (2 MW) är i drift. OX2 och Empower Oy tar just nu ner de gamla turbinerna och bygger nya turbiner på Kemin Ajoksen. Dagens tio vindkraftverk som står på konstgjorda öar i havet samt vid strandkanten. OX2 kommer att byta ut dessa till moderna vindkraftverk och därutöver bygga tre nya verk på land, vilket mer än fördubblar produktionen och ger en hög driftsäkerhet. Den nya anläggningen kommer således att bestå av 13 nya vindkraftverk som beräknas producera ca 160 GWh/år.

Tahkoluoto projektet på 40 MW är under byggnation. Projektet ligger i Bottniska viken, i norra delen av Östersjön väster om Finland och kommer bestå tio 4 MW Siemens SWT-4.0-130 vindkraftverk, med planerat för driftsättning under det tredje kvartalet 2017. Projektet kommer få stöd via inmatningstariffen, men får också 20 MEUR bidrag som demonstrationsprojekt för att stödja forskning om arktiska förhållanden. Forskningen kommer därmed att bidra till en växande pool av forskning inom vindkraft i kallt klimat. En stor del av denna forskning inklusive avancerade materialtester görs för att kringgå potentiella risker i samband med kallt klimat drift och utförs av Lappeenranta Tekniska Universitet och finska Statens tekniska forskningscentral.

En sammanställning över vindkraftparker i Östersjön finns i bilagan.

Figur 14: Havsbaserad vindkraft i Östersjön

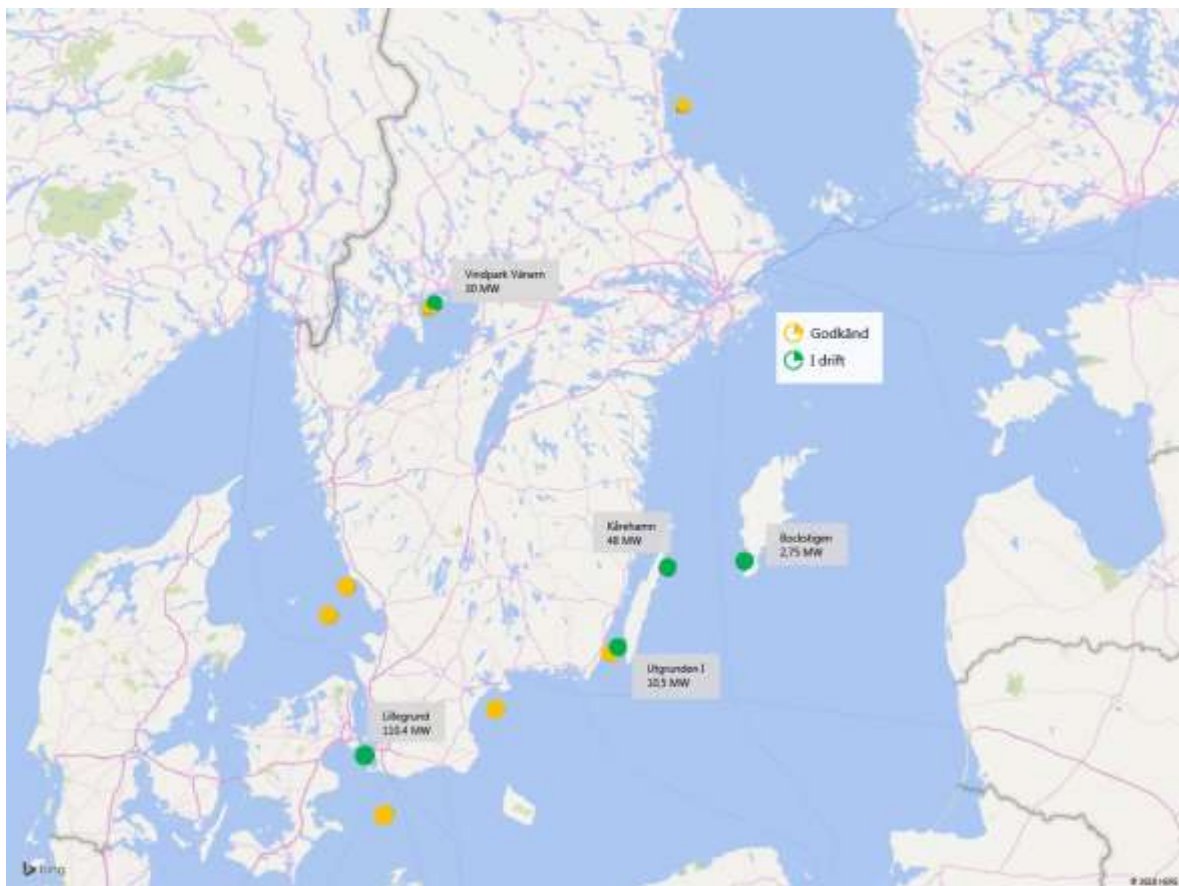


Källa: 4C offshore²¹ databas, Sweco analys

För Sveriges del är Östersjön och Kattegatt de vatten som främst är aktuellt att bygga havsbaserad vindkraft i. Östersjön har dock inte kommit lika långt i utbyggnad vad gäller havsbaserad vindkraft som Nordsjön har. Som kan ses av Figur 14 har Östersjön störst andel planerade projekt, följt av tillståndsgivna.

Sverige har idag fem stycken havsbaserade vindparker i drift samt åtta tillståndsgivna, dock ingen under byggnation. De flesta av Sveriges driftsatta parker och tillståndsgivna projekt ligger söderut i Östersjön, Kattegatt och Öresund. Det finns även två projekt i Väneren. Figur 15 visar svenska havsbaserad vindkraftparker i drift samt de som är tillståndsgivna.

Figur 15: Karta som visar svenska drifttagna respektive tillståndsgivna projekt



Källa: 4C offshore²¹ databas, Sweco analys

De fem svenska havsbaserade vindkraftsparkerna som idag är i drift har installerats de senaste två decennierna, varav det första i Bockstigen nära Gotland redan i 1998. Därefter kom Utgrunden i år 2000, med 32 MW. Den största parken är Lillgrund som har 48 turbiner med totalt 110,4 MW installerad och producerar 330 GWh/år²². Senast drifttagen är Kårehamn nära Öland som har 16 turbiner med totalt 48 MW installerad kapacitet. Vindkraftparken Yttre Stengrund, som också var lokaliserad nära Gotland, stängdes i november 2015 på grund av bristande lönsamhet. En översikt av Sveriges vindkraftsparker i drift idag visas i Tabell 1.

Tabell 1: Vindparker i drift i Sverige

Projekt	Parkstorlek	År i drift	Produktion, 2013 ²³	Operatör
Bockstigen	2,75 MW	1998	6 GWh	Nordisk Vindkraftservice
Utgrunden I	10,5 MW	2000	32 GWh	Vattenfall
Lillgrund	110,4 MW	2007	348 GWh	Vattenfall
Vindpark Vänern	30 MW	2009	105 GWh	Vindpark Vänern
Kårehamn	48 MW	2013	182 GWh	E.ON Climate and Renewables

Källa: 4C offshore²¹, Sweco analys

De åtta tillståndsgivna parkerna som idag finns i Sverige har ännu inte börjat byggas. En översikt över dessa visas i Tabell 2.

²¹ 4C Offshore, *Offshore Wind Farms*, hämtat från <http://www.4c offshore.com/windfarms/> den 11 juli 2016

²² Vattenfall, *Lillgrund Vindkraftverk*, hämtat från <https://corporate.vattenfall.se/om-oss/var-verksamhet/var-elproduktion/vindkraft/lillgrund-vindkraftpark/> den 8 september 2016

²³ Energimyndigheten, *Havsbaserad vindkraft: Regeringsuppdrag 2015*, Tabell 1, hämtat från <http://www.regeringen.se/contentassets/9635c7acf4934ee8ae27bc5bbb2e37ec/havsbaserad-vindkraft.pdf> den 8 September 2016

Tabell 2: Vindparker med tillstånd i Sverige

Projekt	Parkstorlek	År tillstånd godkänd	Ägare
Kattegat Offshore	282 MW	2015	Favonius
Kriegers Flak II	640 MW	2006 ²⁴	Vattenfall
Stenkalles grund	90 MW	2013	Rewind Offshore, PEAB, Scanergy
Stora Middelgrund	800 MW	2009 ²⁵	Universal Wind
Storgrundet	350 MW	2010	WPD offshore
Taggen	300 MW	2012 ²⁶	Vattenfall och Wallenstam
Trolleboda	150 MW	2008	Vattenfall
Utgrunden II	90 MW		Marcon Windpower AB

Källa: 4C offshore²¹ databas, Nätverket för havsbaserad vindkraft

Parkerna med godkända tillstånd skulle om de alla byggdes öka den installerade effekten med cirka 2 800 MW. Majoriteten av de tillstånd som idag finns gäller under sju år, vilket innebär att många kommer att löpa ut innan 2020. Taggens vindkraftpark har tillstånd som gäller under 10 år till 2022 och Stenkalles grund har även de ett tillstånd under totalt tio år som gäller till och med 2024. Idag kan ett tillstånd förlängas totalt med max tio år. Kriegers Flak har förlängts med fyra år en gång och skulle maximalt kunna förlängas till 2024, Stora Middelgrund har förlängts med sex år en gång och skulle maximalt kunna förlängas till 2024 medan det verk som idag skulle kunna förlängas mest är Stenkallese grund (till 2034). Vindkraftverken måste vara i drift innan tillstånden löper ut. Bristande lönsamhet i investeringarna (hög kostnad i förhållande till den ersättning aktörerna erhåller från elpris plus elcertifikat) är den främsta anledningen till att projekten inte realiserats. Utöver detta finns det även ett antal projekt i tidigare skede.²⁷

1.4 Ambitioner och målsättningar för havsbaserad vindkraft

Följande kapitel beskriver målsättningar för havsbaserad vindkraft i Belgien, Danmark, Estland, Finland, Tyskland, Lettland, Litauen, Norge, Polen och Storbritannien. Analysen riktar in sig på målsättningarna på kort sikt (2020), medellång sikt (2030) och lång sikt (2050).

I och med godkännandet av Förnybarhetsdirektivet den 23e april 2009 enades EUs medlemsstater samt Norge och Island om bindande förnybarhetsmål till 2020. År 2010 lade de olika ländernas regeringar fram nationella planer för hur dessa förnybarhetsmål skulle realiserats (National Renewable Energy Action Plans, NREAP), det vill säga beskrivningar av hur de avsåg möta sina uppställda målsättningar. Samtliga utom Norge och Litauen satte explicita mål för havsbaserad vindkraft (se den gråa stapeln i Figur 16). Storbritannien, Tyskland, Nederländerna och Belgien var de mest ambitiösa länderna med prognoser på totalt sett över 30 GW. Estland, Lettland och polen satte betydligt lägre mål (under 1 GW totalt).

EU som helhet är på väg att möta sina förnybarhetsmål till 2020, dock förblir utvecklingen för havsbaserad vindkraft lägre än prognoserna i de nationella planerna (NREAP). Medlemsländerna i EU lämnar regelbundet in lägesrapporter till EU-kommissionen, vilket möjliggör att följa utvecklingen av huruvida länderna är på väg att uppfylla 2020-målen. Den senaste lägesrapporten publicerades 2015 och indikerar att många av länderna i slutet av 2014 var långt ifrån att uppfylla sina prognoser vad gäller havsbaserad vindkraft (se blåa stapeln i Figur 16). Totalt sett har hittills enbart 7,7 GW havsbaserad vindkraft installerats (se Tabell 3). Detta kan sägas bero både på den ekonomiska nedgången som EU haft samt den initialt underskattade kostnaden för havsbaserad vindkraft.

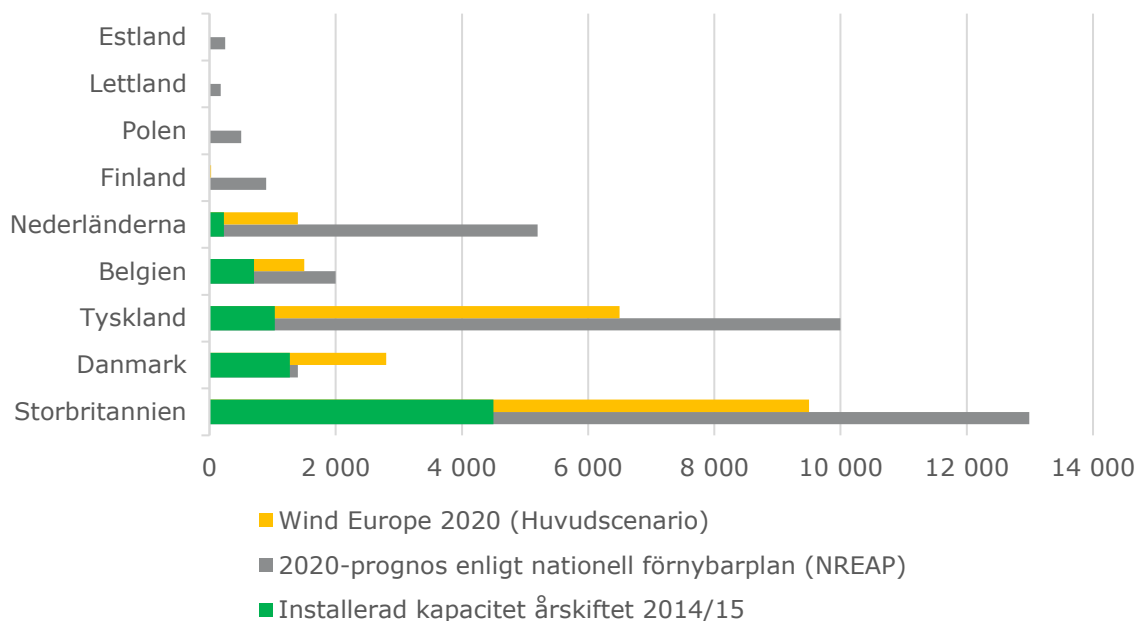
²⁴ En förlängning av tillstånden fram till 2018 godkändes 2014

²⁵ En förlängning av tillstånden fram till 2020 godkändes 2014

²⁶ Ett nytt tillstånd för en högre maximal höjd godkändes 2015

²⁷ Energimyndigheten: *Havsbaserad vindkraft*, Regeringsuppdrag 2015, ER 2015:12

Figur 16: Installerad kapacitet (havsbaserad vindkraft) årsskiftet 2014/15, 2020-prognos enligt nationell förnybarplan samt Wind Europes huvudprognos för 2020



Källa: EU-kommissionen^{28,29}

Enligt en marknadsutsikt av European Wind Energy Association (EWEA) fortsätter denna trend till 2020. Om man tar ekonomisk och regulativ utveckling i beaktning är EWEAs uppskattning betydligt under ländernas NREAP-prognoser, något som illustreras i Figur 16 (blåa staplar jämfört med de gråa). EWEAs huvudscenario uppskattar att cirka 21,7 GW ska vara installerat till 2020, vilket innebär en minskning med nästan 30 procent jämfört med NREAP-prognoserna. Nederländerna förväntas stå för den största minskningen både i absoluta tal (-3,8 GW) och procentuellt sett (-78 procent). De lägre förväntningarna avspelas även i nationell politik. Exempelvis sänkte Tyskland 2010 sin nationella målsättning för havsbaserad vindkraft från de ursprungliga 10 GW till 6,5 GW (EEG 2017). Enbart ett land sticker ut som ett undantag: Danmark. Danmark når nästan sin prognostiserade installerade kapacitet till 2020 redan idag och EWEA förutspår ytterligare kapacitetsökningar: EWEA's uppskattningar av Danmarks installerade kapacitet till 2020 är mer än dubbla den ursprungliga NREAP-prognosen.

Tabell 3: Installerad kapacitet (havsbaserad vindkraft) årsskiftet 2014/15 enligt 2015 års progress reports (Renewable Energy Progress Reports³⁰), prognoser för 2020 enligt de nationella förnybarplanerna (National Renewable Energy Action Plans) som lämnats in till EU-kommissionen³¹ samt Wind Europes huvudprognos för 2020 (EWEA 2015)

	Installerad kapacitet årsskiftet 2014/15 [MW]	Prognoser för 2020 enligt nationella förnybarplaner [MW]	Wind Europe 2020 (Huvudscenario) [MW]
Storbritannien	4 501	12 990	9 500
Danmark	1 271	1 399	2 800
Tyskland	1 037	10 000	6 500
Belgien	708	2 000	1 500
Nederländerna	228	5 200	1 400

²⁸ EU-kommissionen: *Progress reports*, hämtat från <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/progress-reports> den 6 september 2016

²⁹ EU-kommissionen: *National action plans*, hämtat från <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans> den 6 september 2016

³⁰ EU-kommissionen: *Progress reports*, hämtat från <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/progress-reports> den 6 september 2016

³¹ EU-kommissionen: *National action plans*, hämtat från <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans> den 6 september 2016

Finland	2	900	26
Polen	0	500	0
Lettland	0	180	0
Estland	0	250	0
Totalt	7 747	33 419	21 726

Källa: EU-kommissionen^{32,33}

För 2030 är det europeiska politiska läget annorlunda: förnybarhetsmålen för 2030 sätts inte på nationell nivå utan enbart för EU som helhet. Detta minskar trycket på regeringar att definiera specifika målsättningar i nationell lagstiftning och ännu mindre teknologispecifika mål. Än så länge är det bara Tyskland som har mål för havsbaserad vindkraft till 2030 i sin nationella lagstiftning, 15 GW (EED 2017). Storbritannien har nyligen aviserat en målsättning på uppemot 4 GW ny kapacitet mellan 2021 och 2025 med en total budget på 700 miljoner pund till deras marknadsbaserade premie (så kallade "Contracts for Difference", CfD) (HM Treasury 2016). Det brittiska åtagandet är i linje med deras övergripande ambition att reducera växthusgaser med minst 80 procent till 2050 (från nivåerna 1990) (Climate Change Act 2008). Tre länder (Finland, Estland och Norge) utvecklar just nu sina energistrategier för 2030. Det är möjligt att dessa länder kommer att specificera vissa målsättningar, men det är ännu inte klart huruvida de kommer att lägga fram specifika målsättningar för havsbaserad vindkraft.³⁴ Enligt Ecofys policyavdelning kommer Polen inom kort att påbörja diskussioner rörande mål och det är möjligt att 6 GW sätts som mål, att jämföra med målet på 500 MW till 2020 som definierats i den nationella förnybarhetsplanen (NREAP).³⁵ Belgien och Nederländerna har inte satt förnybarmål efter 2020, dock har Belgien identifierat siter och licenser har utfärdats.³⁶

Likt de flesta målsättningar till 2030 är även de flesta målsättningarna till 2050 uttryckta att minska utsläppen, och redogör inte specifikt för hur stor andel havsbaserad vindkraft ska bidra med. I EUs färdplan till 2050 (Energy Roadmap 2050) sätts en vision hur man i princip helt och hållet ska kunna eliminera CO₂-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). I Tyskland har andelen förnybart i elproduktionen satts till 80 procent år 2050 och av landets slutliga energianvändning ska 60 procent vara förnybart (EEG 2017). Andra länder definierar en rad olika energimål för 2050. Estland exempelvis betonar i sina 2050-mål vikten av leveranssäkerhet och industrins konkurrenskraft tillsammans med växthusgasreduktioner. Landet har inte specificerat målsättningarna mer i detalj. (Departementet för ekonomi och kommunikation i Estland, 2016). Den långsiktiga utvecklingen är ännu inte specificerad för de flesta länderna.

Sammanfattningsvis ligger länderna efter med sina initiala ambitioner kopplade till havsbaserad vindkraft och många har sänkt sina (kortsiktiga) målsättningar för 2020. Få länder specificerar målsättningar på medellång och lång sikt. Ambitioner finns dock till viss del indirekt genom uttalade mål om att kraftigt sänka CO₂-utsläppen. Framöver är det tänkbart att regionala initiativ såsom *North Seas Offshore Wind Declaration of 2016* och *Baltic Energy Market Interconnection Plan* kommer att fylla det nuvarande tomrummet av avsaknad på bindande målsättningar.

³² EU-kommissionen: *Progress reports*, hämtat från <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/progress-reports> den 6 september 2016

³³ EU-kommissionen: *National action plans*, hämtat från <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans> den 6 september 2016

³⁴ Finland förbereder en ny energi- och klimatstrategi för 2020-2030 som kommer att vara klar i slutet av 2016. (Finlands miljöförvaltning, 2016). I Estland har den nationella planen för energisektorutveckling 2030+ blivit godkänd av regeringen och kommer att färdigställas inom kort (Departementet för ekonomi och kommunikation i Estland, 2016). I april i år offentliggjorde den norska regeringen en långsiktig energiplan till 2030. Denna förväntas godkännas av parlamentet inom de närmsta månaderna. (Norges regering, 2016)

³⁵ Det första havsbaserade vindkraftsprojektet, totalt 1 350 GW kapacitet, förväntas omkring 2021-2022

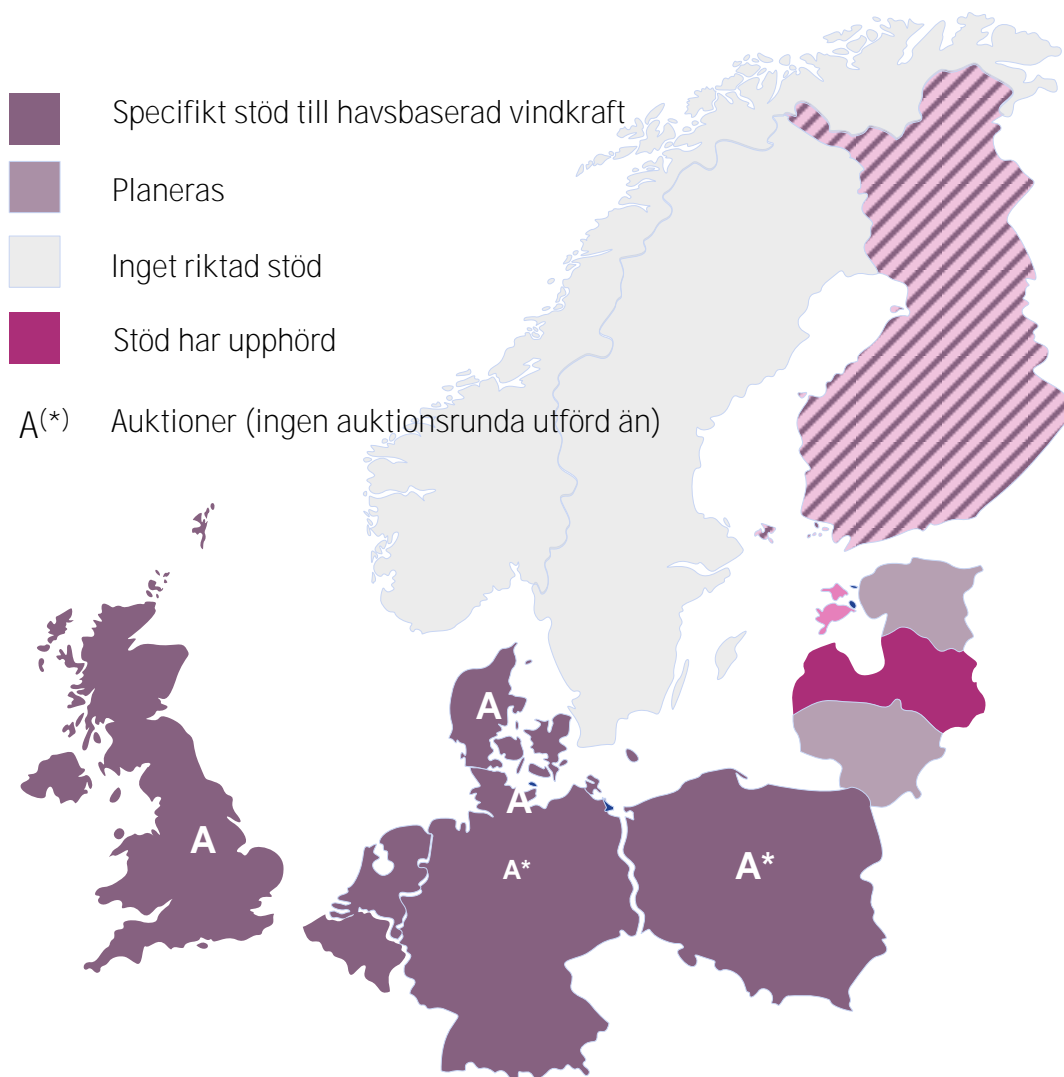
³⁶ En översiktskarta kan ses på Belgiens systemoperatörs (Elia) hemsida. Följande parker är redan i drift: C-Power (325 MW), Belwind (165 MW) samt Northwind (216 MW). Tillgängliga här under utveckling: http://www.elia.be/en/projects/grid-projects/North_Sea

1.5 Stödsystem riktade mot havsbaserad vindkraft

Ett antal länder har idag stödsystem specifikt riktade mot havsbaserad vindkraft. Dessa stödsystem skiljer sig åt vad gäller typ av stödsystem, nivå på stödet, tidsperiod för vilket stödet erhålls, hur stödet allokeras, hur stödet finansieras, hanteringen av kostnaden för nätanslutning samt tillståndsregler.

Figur 17 och Tabell 3 visar en översikt över stödsystem riktade specifikt mot havsbaserad vindkraft i norra Europa (det vill säga ej den övergripande stödsystemsituationen för förnybar elproduktion).

Figur 17: En översikt över stöd till havsbaserad vindkraft i olika länder



Källa: Ecofys och res-legal.eu³⁷

Framförallt länderna omkring Nordsjön samt Polen har etablerat riktade stöd mot havsbaserad vindkraft. Nederländerna är ett av de länder som nyligen antagit lagen om havsbaserad vindkraft (Offshore Wind Energy Act). Havsbaserad vindkraft har således fått en dedikerad lag som nu löper parallellt med det teknikneutrala SDE+ stödsystemet för alla andra förnybara tekniker. Polen och Storbritannien har valt andra tillvägagångssätt. Det brittiska systemet med marknadsbaserad premie ("Contracts for difference") riktar sig mot alla omogna tekniker. Havsbaserad vindkraft tillhör de omogna tekniker som framgångsrikt konkurrerar med andra omogna tekniker såsom väg- och tidvattenkraft. I Polen har fem huvudsakliga teknikkategorier ("technology baskets") utformats för landets auktionssystem, separata för de under 1 MW och de över 1 MW. Havsbaserad vindkraft kan vara med och tävla i alla tre kategorier över 1 MW: installationer som producerar

³⁷ RES LEGAL: *Legal sources on renewable energy*, hämtat från <http://www.res-legal.eu>, den 30 augusti 2016

över 3 504 MWh/MW och år med respektive utan att även släppa ut mindre än 100 kg CO₂ per MWh, samt övriga installationer.³⁸ Det finns även ett takpris på just havsbaserad vindkraft i Polen – 111,9 EUR/MWh. Stödsystemen är dock under förändring på grund av de nya statsstödsreglerna.

Finland och de baltiska länderna arbetar för närvarande med utformandet av nya storskaliga stödssystem riktade specifikt mot havsbaserad vindkraft. Norge och Sverige har för närvarande inte riktat stöd mot havsbaserad vindkraft. Tabell 4 visar en översikt av typ, värde, varaktighet samt allokeringsmetod för de analyserade stödssystemen.

Tabell 4: Översikt över stödssystem riktade mot havsbaserad vindkraft; * basmodeller eller utvecklade modeller; "basbelopp; ** Individuellt beroende på vindkraftspark; * upp till 2016 MW/över 216 MW; + justering beroende på vindkraftsparkens lokalisering**

	Typ av stöd	Värde [EUR/MWh]	Antal år med stöd	Urvalsmetod
PL	Inmatningspremie (Feed-in-premium, FiP)	Takpris 110	15	Auktion
DE	FiP	39"/154/194'+	20/12/8	Administrativt → auktion
DK	FiP	Takpris 90**	20	Auktion
NL	FiP	72,7 (Borselle I/II, specifika projekt)	15	Auktion
BE	Gröna certifikat (Green certificates, GC) med fasta priser → GC med varierade (sliding) priser	107/90***	20	GC
UK	GC → marknadsbaserad premie (Contracts for difference) (från och med 2017)	140 (DY: 2017/18) // 134 (DY: 2018/19)	15	Auktion

Källa: Ecofys och res-legal.eu³⁹

Fram tills nyligen var fasta inmatningstariffer (feed-in tariff) det mest förekommande stödssystemet. Inmatningstariffen garanterade ett fast pris per kWh över en förbestämd tidsperiod. Vindkraftsproducenten var inte ansvarig för att sälja elen till marknaden, inte heller för att balansera portföljen. Producentens incitament var att producera så mycket el som möjligt. Elens värde på marknaden hade inte betydelse. Det främsta incitamentet var att producera till lägsta kostnad, vilket till stor del innebar att välja produktionsområden utifrån vindläge.

Med en växande andel förnybart i systemet försöker länder nu i högre utsträckning att integrera förnybart på elmarknaden. Syftet med detta är att ge producenterna incitament att leverera el till elanvändarna då det behövs som mest (vilket är under timmar med hög efterfrågan och således högt elpris). Det innefattar även att ge incitament till producenterna att förutse sin produktion korrekt och balansera sin portfölj. Sistnämnda kan avsevärt minska systemoperatörens balanskostnader.

Så som Tabell 4 visar har de flesta av länderna i den studerade regionen idag inmatningspremie (feed-in-premium).⁴⁰ Det nordiska systemet med elcertifikat är undantaget i regionen. I elcertifikatsystemet är kraftproducenterna ansvariga för att sälja el på marknaden, medan elcertifikatsystemet är ett stöd som syftar till att fylla gapet mellan marknadspriset och produktionskostnaden.

En jämförelse mellan Nederländerna, Storbritannien och Tyskland – länder som idag har installerat havsbaserad vindkraft – visar på intressanta aspekter. Storbritannien sätter en fast pris. Vindkraftsproducenter måste sälja el till marknaden och får exakt prisskillnaden mellan det fasta priset och marknadsvärdet som en bonus. I de fall där marknadsvärdet överstiger den fasta ersättningen måste producenten betala tillbaka mellanskillnaden. Således är inmatningspremien beräknad på individuell basis. Nederländerna, Tyskland och Danmark betalar istället en glidande inmatningspremie, men beräknar beloppet

³⁸ Polen hade tidigare ett kvotpliktssystem för förnybar energi. År 2015 antog Polen förnybarhetslagen (Renewable Energy Law), vilken stakade ut skiftet från kvotpliktssystemet till ett system med inmatningspremier (feed-in-premium) under 15 år. Stödet kommer att auktioneras. Lagen ändrades 2016 innan någon auktion hade ägt rum (A2E 2016). Intresset för havsbaserad vindkraft märks dock av både hos staten och investerare.

³⁹ RES LEGAL: *Legal sources on renewable energy*, hämtat från <http://www.res-legal.eu>, den 30 augusti 2016

⁴⁰ I Storbritannien har de istället marknadsbaserad premier (Contracts for difference) men principen är likartad

som en funktion av hela portföljen av havsbaserad vindkraft och dennas marknadsvärde.⁴¹ Marknadsvärdet för portföljen med havsbaserad vindkraft definieras som elmarknadsinkomsten för hela flottan av havsbaserad vindkraft delat på dess totala produktion sett över en viss tidsperiod. Om marknadsvärdet är högt får producenterna en större andel av sin inkomst från marknaden. Om den är låg täcker istället stödsystemet upp för en större andel. Tyskland beräknar detta marknadsvärde månatligen medan Nederländerna beräknar det årligen.

Om man jämför stödsystemen kan ses att det nederländska systemet förflyttar den långsiktiga elprisrisken från kraftproducenterna till allmänheten. Det tyska systemet flyttar den låg- och medellånga elprisrisken till allmänheten. Det brittiska systemet tar helt och hållet bort marknadsrisken från producenten och kvarlämnar enbart balansrisk. Alla stödsystem kräver att kraftproducenten balanserar sin portfölj.

Ett alternativ till glidande marknadspremier (sliding market premium) eller marknadsbaserad premie (contract for difference) är en fast marknadspremie (fixed market premium). Vid ett sådant system får kraftproducenten samma bonus för varje kWh som produceras, oberoende av det aktuella elpriset. Detta innebär att elprisrisken helt och hållet bärs av producenten och således är betalningarna från allmänheten fasta. Hitintills har dock inget land introducerat sådana fasta marknadspremier för havsbaserad vindkraft.

Oberoende av stödsystemets allokeringssätt kan sägas att de flesta länder har bytt till att ha en konkurrensutsatt allokeringssätt, såsom auktion (se Tabell 4). Detta är i linje med de krav som EU har kopplat till statsstödsreglerna.

Polen har nyligen beslutat att introducera auktioner och satt ett takpris på runt 112 €/MWh men har ännu inte hållit några auktioner. Den tyska lagen om förnybar energi (German Renewable Energy Act) börjar gälla 2017 (EEG 2017). Det administrativt beslutade stödet kommer enbart att vara tillgängligt för vindkraftsparker konstruerade före slutet av år 2020. Dessa vindkraftsparker får generellt 39€/MWh i 20 år. De får ett högre stöd under de första åren, antingen 154 €/MWh i tolv år eller 194 €/MWh i åtta år (utvecklaren bestämmer). Beroende på den exakta lokaliseringen av vindkraftsfarmen (vattendjup och avstånd från land) kan stödtiden förlängas några månader. För vindkraftsparker som tas i bruk 2021 och senare tillämpas ett auktionsförfarande. Belgien bestämmer fortfarande stödnivå administrativt.

Auktionsmekanismer tillämpas redan i Danmark, Storbritannien och Nederländerna. Storbritannien höll en auktionsrunda i 2015. Havsbaserade vindparksprojekt som tas i drift 2017/2018 kommer att erhålla 140 €/MWh under en femtonårsperiod och vindparksprojekt som tas i drift 2018/2019 kommer att erhålla 134 €/MWh. Det maximala beloppet för vindparker i Danmark är 90 €/MWh och således en lägre ersättningsnivå än i Storbritannien. Dock erhåller producenterna detta stöd för 50 000 fullasttimmar under maximalt 20 år, vilket således kan täcka för en längre period.

Den nyligen utförda nederländska auktionen ledde till ett resultat som sticker ut: Dong vann med anbudet med Borselle I och II (350 MW var) till ett pris på 72,7 €/MWh (takpris 124 €/MWh) under enbart 15 års tid. Från ett policymässigt perspektiv finns det tre huvudförklaringar till resultatet: anbudsproceduren, tillståndprocessen samt reglerna för elnätsanslutning.

Nederländerna har valt ett auktioneringssystem med av myndigheterna utvalda platser, där privata aktörer konkurrerar om rätten att utveckla och bygga vindkraft på den specifika platsen. Tyskland och Danmark har valt likartade tillvägagångssätt medan Storbritannien har ett system där projektutvecklare med olika potentiella projektplatser konkurrerar med varandra (decentraliserat system). I jämförelse med Danmark och Tyskland har det nederländska systemet en egenhet. Två platser ("siter", Borselle I och II) erbjöds med 350 MW var. Budgivare tilläts att ge tre bud, ett för Borselle I, ett för Borselle II och ett för bägge två. Det är det sistnämnda typen av bud som Dong gav och vann med. Således kunde Dong få skaleffekter i projekten. Platserna har även väldigt goda vindförhållanden vilket kombinerades med effektiva turbiner. Tyskland har valt att inte erbjuda dessa typer av upphandlingar eftersom de vill undvika marknadskoncentration.

För det andra så är tillståndprocessen i Nederländerna helt och hållet administrerad av myndigheterna. Då budgivarna vann auktionen fick de ett tillstånd att påbörja konstruktionen utan några betydande förseningar. Således minskar projektutvecklingskostnaden. I det decentraliserade brittiska systemet måste budgivaren bära den fulla projektutvecklingskostnaden. I Tyskland får en budgivare enbart rätten att utföra en tillståndprocess. Tyska myndigheter utför bara de steg som är nödvändiga för budgivaren för att utvärdera

⁴¹ I de flesta länder betalas inget stöd under tider med negativa priser. De exakta reglerna skiljer sig åt. Exempelvis i Tyskland betalas inte stödet ifall priserna är negativa för timkontrakt på day-ahead-marknaden och spot-marknaden i mer än sex timmar i följd (EEG 2017)

den valda platsens generella kvalitet. Budgivaren måste få tillstånd för den specifika platsen (siten) från en myndighet och nätanslutningstillstånd från en annan. I Danmark förbereder myndigheterna tillstånd innan auktionen och det vinnande budet behöver enbart slutföra processerna. Den danska energimyndigheten är den enda kontaktpunkten för en projektutvecklare och sköter kommunikationen med andra myndigheter, såsom med sjöfartsstyrelsen (Sofartsstyrelsen).

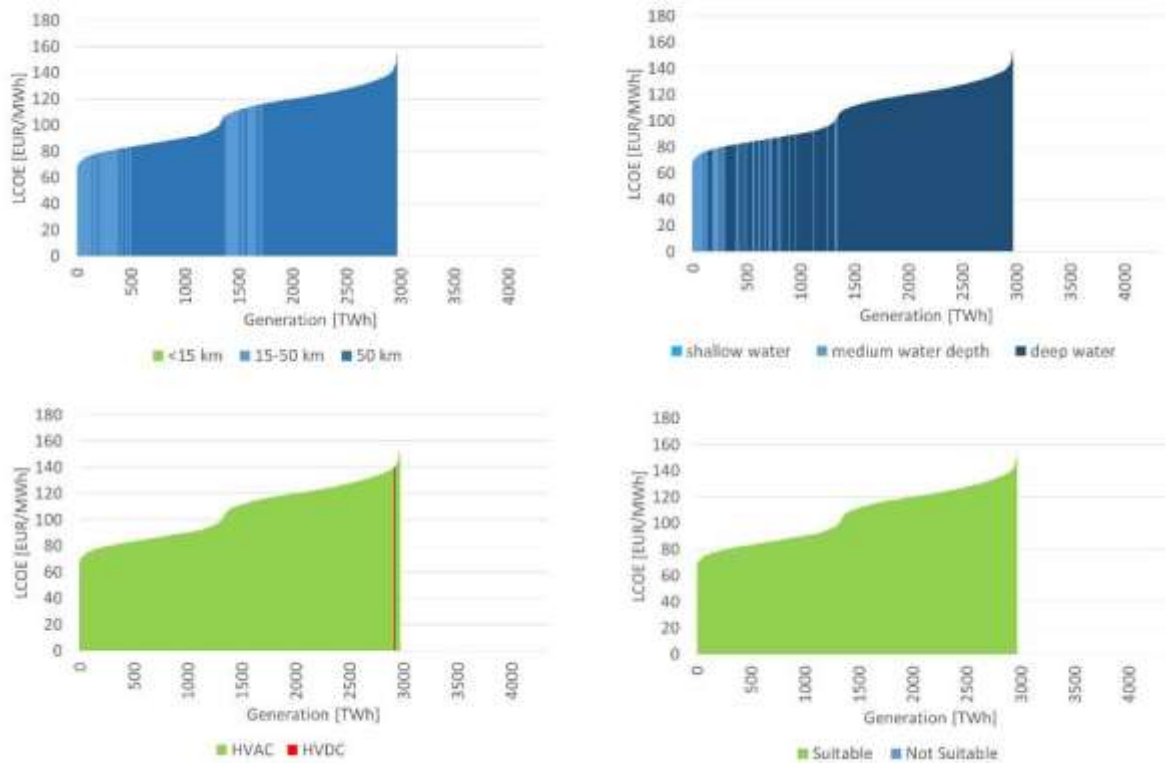
För det tredje bärs nätanslutningskostnaden och kostnaden för transformatorplattformar av systemoperatören och såldes av allmänheten. TenneT uppskattar att kostnaden för plattformen är omkring **14 €/MWh**. I Tyskland bärs kostnaden för plattformen av projektutvecklaren. I Danmark byggs och betalas nätanslutningen av projektutvecklaren, medan utbyggnaden av stamnätet bärs av allmänheten. Belgien har också tagit initiativ att strömlinjeforma tillstånden för havsbaserade plattformar. Ägaren bär 2/3 av nätanslutningskostnaden med ett tak på 25 miljoner (Belgium Energy Consultation Group, 2015). Storbritannien har ett helt annat tillvägagångssätt i vilken transmissionsägare för det havsbaserade nätet (Offshore Transmission Owners, OFTO) konkurrerar om nätanslutningen i en auktion. Ofgem (Office of Gas and Electricity Market) håller i auktionerna. Producenter kan konstruera sina egna anslutningar och föra över rätten till eller utnämna OFTO att konstruera och drifta anslutningarna. OFTO betalas av den nationella systemoperatören, som finansierar sina kostnader genom transmissionsavgifter (Offshore Wind, 2015).

Sammanfattningsvis skiftar länder i allt högre utsträckning elmarknadsrisken till projektutvecklaren genom att röra sig bort från stödsystem med inmatningstariffer (feed-in tariffs). Stödsystem använder vanligtvis auktioner för att allokera stödet och ökar således konkurrensen mellan projektutvecklare. Å ena sidan försöker länder att facilitera tillståndsprocessen genom att reducera dess komplexitet och göra myndigheterna ansvariga för att välja och för-utveckla platser (siter). Ett område där länderna fortfarande skiljer sig väsentligt åt är inom elnätsanslutning. Inom detta område kan regionala initiativ spela en väsentlig roll framöver i att facilitera koordinera processerna i framtiden. Dessutom har många europeiska länder utvecklat stödsystem och regleringar som är utformade för att minimera kostnaden för projektet och samtidigt minska prispåverkan på skattebetalare.

1.6 Teknisk potential/ekonomisk potential

Den *tekniska potentialen* för havsbaserad vindkraft i svenska farvatten är cirka 3000 TWh. Detta förutsätter att alla lämpliga ytor skulle användas och ett teknikutvecklingsscenario för år 2025, se Figur 18. Detta uteslutar områden som farleder enligt IMO (International Maritime Organization), fågelskyddsområden enligt HELCOM (Baltic Marine Environment Protection Commission) och skyddade områden enligt OPSAR (Protecting and conserving the North-East Atlantic and its resources), vilket reducerar potentialen med cirka 500 TWh.

Figur 18: Utbudskurva svensk havsbaserad vindkraft i huvudteknikutvecklingsscenario 2025, lämpliga områden, 9% WACC



Om man avgränsar potentialen för havsbaserad vindkraftproduktion till en *ekonomisk potential* under 80 EUR/MWh (inkl. elanslutning), är det – beroende på WACC och scenario - fortfarande minst 300 TWh som skulle kunna byggas ut relativt kostnadseffektivt, se Tabell 5.

Tabell 5: Utbyggnadspotential för under 80 EUR/MWh inkl. elanslutningskostnad i svenska farvatten för olika scenarier 2025

	Huvudscenario	Offensiv scenario
6% WACC	1608 TWh	1068 TWh
9% WACC	440 TWh	326 TWh



2 Kostnadsreduktion för havsbaserad vindkraft

De senaste åren har kostnadsutvecklingen för havsbaserad vindkraft framförallt bestämts av teknikutveckling, sjunkande materialkostnader, en bättre förståelse för riskerna förknippad med teknologin, sjunkande finansieringskostnaderna samt förbättrade drift- och underhållsstrategier. Under senare tid har även auktionssystemen visat sig vara en viktig faktor som skapar förutsättningar för ökad konkurrens och press i hela leverantörskedjan, vilket har lett till lägre kostnader och bud. Alldeles för ofta hänförs dock kostnadsreduktionerna enbart till turbinutvecklingen i den offentliga diskussionen, vilket är en stor förenkling. Finansieringskostnaderna och materialkostnader är historisk låga och tillsammans har en stor effekt på kostnaderna.

Den historiska utvecklingen av LCOE över tid är en sammanvägd effekt av många faktorer. Detta bortses ifrån i många studier och desktoanalyser vilket leder till att förutsättningarna för specifika år och kostnadsutveckling över tid sällan är direkt jämförbara. Detta blir mycket tydligt om man jämför med auktionsverkligheten, där det framgår att en större kostnadsreduktionspotential redan räknats in. Det ska dock poängteras att ökande materialpriser och finansieringskostnader i ett scenario med stark ekonomisk tillväxt (vilket vi inte ser) lika gärna skulle kunna leda till att andra kostnadsreduktioner kompenseras eller till och med att produktionskostnaden ökar sett över en viss tid.

Sweco's kostnadsanalys utgår därför ifrån att en hel del kostnadsreduktioner är realiserade år 2020 och skisserar - utgående från detta - på ett utfallsrum framöver.

Baserat på aviserade kommersiella beställningar har marknaden nyligen sett ett tydligt språng mot introduktion av teknikplattformar med turbineffekter mellan 6 och 8 MW och det är mycket tänkbart att utvecklingen mot större rotordiameter och generatorer fortsätter, om än möjligtvis lite långsammare än tidigare.

Sweco har tagit fram tre scenarier för teknisk utveckling av turbinmodeller fram till 2035: 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 avser att belysa utfallsrummet. I Sweco's scenarier finns möjliga kostnadsreduktioner för svenska havsbaserade vindkraftsprojekt i storleksordningen 6-18% för bottenförankrade fundament och upp mot 40% längre fram för projekt med flytande fundament. Beroende på teknikutvecklingsscenario och antagen WACC, ser vi till exempel en kostnadsreduktionspotential på cirka 4-12 EUR/MWh mellan 2020-2035 för Swecosund projektet, vilket motsvarar 6-16% kostnadsreduktion.

Den offensiva teknikutvecklingen skulle kunna resultera i den största kostnadsreduktionen, givet att investerare inte sätter en högre riskpremie för användandet av ny, inte beprövad genom driftserfarenhet, teknologi. Eftersom riskbedömningen och finansieringskostnaden är så pass viktiga faktorer, så kan delar av kostnadsreduktionen genom teknikutveckling "ätas upp" av högre finansieringskostnader, t.ex. orsakad av en starkare ekonomi och alternativa investeringsmöjligheter.

Utveckling av mer anpassade turbiner kan leda till ytterligare kostnadsreduktioner av 3-5 EUR/MWh. En analys av det som kan kallas för "Östersjöturbin", alltså turbiner anpassade till vindförhållanden i Östersjön större rotordiameter, visar att produktionen i våra referensparker kan öka med cirka 9% på samma site, t.ex. från 1151 GWh till 1252 GWh i 2025. Om man förutsätter att turbinkostnaden samtidigt endast ökar med 2,1% och att fundamentkostnaden ökar på grund av de större pårestningarna så att den totala CAPEX-ökningen hamnar runt 3%, kan det trots denna kostnadsökning leda till en LCOE-kostnadsreduktion på 3-5 EUR/MWh, jämförd med turbiner av samma generatorstorlek och mindre rotordiameter i huvudscenariot.

Inom ramen för detta uppdrag analyseras kostnadsreduktionspotentialen för havsbaserad vindkraft inom tre övergripande kostnadsrelevanta områden

- Teknik- och processutveckling
- Marknad och leveranskedja
- Finansiering

Inom dessa övergripande områden diskuteras framförallt turbin- och fundamentutveckling samt installation och WACC som kostnadsdrivande faktorer.

Evaluering av kostnadsreduktionspotential för en fortfarande relativt omogen teknik som havsbaserad vindkraft på lång sikt är förknippad med stora osäkerheter. Osäkerheten är baserad på svårigheterna i bedömningen av olika kostnadsfaktorer. Faktorer som stödsystem och i viss mån teknikutveckling kan anses vara påverkbara medan andra faktorer t.ex. ekonomisk utveckling, räntenivåer och råvarupriser inte är påverkbara. Det finns en del studier som behandlar möjlig turbinteknik- och kostnadsutveckling framöver, bl.a. från IEA, Fichtner/Prognos. Metoden och tidshorisonten som används i dessa undersökningar skiljer sig avsevärd sinsemellan vilket åskådliggörs i Figur 20.

Figur 19: Jämförelse av olika metoder för evaluering av kostnadsreduktionspotential

Expertintervjuer	Desktoanalyser/Scenarioanalyser	TCM + expertintervjuer
<ul style="list-style-type: none"> • Typ IEA/NREL 2016 <ul style="list-style-type: none"> – "LCOE kan falla med 33% 2015-20..." 	<ul style="list-style-type: none"> • Med och utan detaljerade och underbyggda kostnadsanalyser ("med" – ORE Catapult; Fichtner/Prognos; Crown Estate; "utan/desktop" – Bloomberg) 	<ul style="list-style-type: none"> • TCM – Technical Cost Modelling, plus utvalda scenarier och känslighetsanalyser samt stöd från expertintervjuer
<ul style="list-style-type: none"> • Fördelar <ul style="list-style-type: none"> – Top-down approach ger bra översikt och utfallsrum – Kan ge insikt i vilka faktorer experter bedömer som viktigast • Nackdelar <ul style="list-style-type: none"> – Problem: olika experter har olika referenser och baseline – Svårt att reflektera regionala skillnader – Ger sällan en inblick i varför (vilka kostnadselement), om den inte görs mycket sofistikerade – Inte projektspecifik 	<ul style="list-style-type: none"> • Fördelar <ul style="list-style-type: none"> – ger ett bra utfallsrum (och förståelse av vilka kostnadselement om kostnadsanalys görs) • Nackdelar <ul style="list-style-type: none"> – Mindre väl genomförda analyser kan innehålla spår av artificiell kostnadsdata 	<ul style="list-style-type: none"> • Fördelar <ul style="list-style-type: none"> – Ger en förståelse för påverkan av alla kostnadselement, kan användas projektspecifikt och för att ta fram en utbudskurva – Minskad risk för artificiell kostnadsdata eftersom summan av kostnadskomponenter kan kalibreras top-down • Nackdelar <ul style="list-style-type: none"> – Analysintensiv; specifika kostnadsbedömningar görs i detalj, men är ändå bedömningar

Tillgång till relevant och tillförlitlig data är en utmaning. Det finns relativt många olika studier som behandlar kostnadsreduktioner. De skiljer sig oftast vad gäller tidshorisont, detaljeringsgrad och metod. Många gånger används värden inom kostnadsanalysen som inte är spårbara. Det framgår sällan om det handlar om nominella eller reala termer, hur CAPEX har räknats från en valuta till en annan eller eventuellt konverterats tillbaka till original valuta med mera. I denna kostnadsanalys har genomgående använts kostnader i 2016 års nivå.

2.1 Teknik- och kostnadsutveckling fram till idag

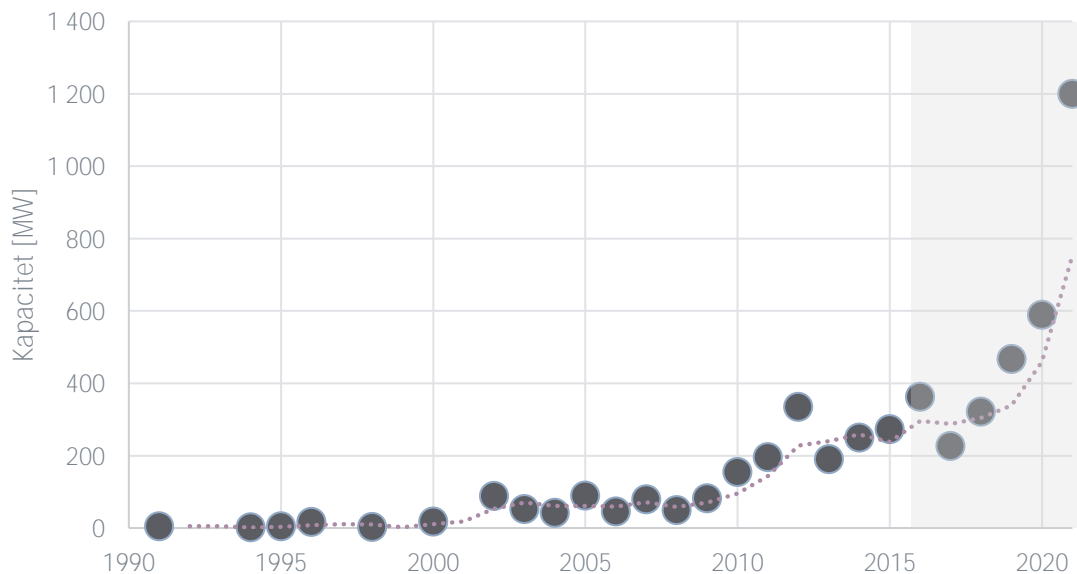
Historiskt har branschen fokuserat på att förbättra och optimera havsbaserade vindkraftsprojekt utifrån flera tekniska områden:

- Turbiner med:
 - Större turbiner- generatorstorlek
 - Förlängda blad och förbättrade aerodynamiska egenskaper

- Fundament och dess lämplighet för olika förhållanden
- Installation
- Nätanslutning

Den genomsnittliga parkstorleken i Europa ökat över tid och ligger idag strax under 400 MW. Dessa parkstorlekar möjliggör skalfördelar, speciellt i kombination med närliggande projekt med liknande förutsättningar. Observera att 2016 har ett lågt värde eftersom året inte är slut än, dock var investeringarna under första halvan av 2016 lägre än under första halvan av 2015.

Figur 20: Genomsnittlig parkstorlek för havsbaserad vindkraft i Europa per drifttagingsår⁴²



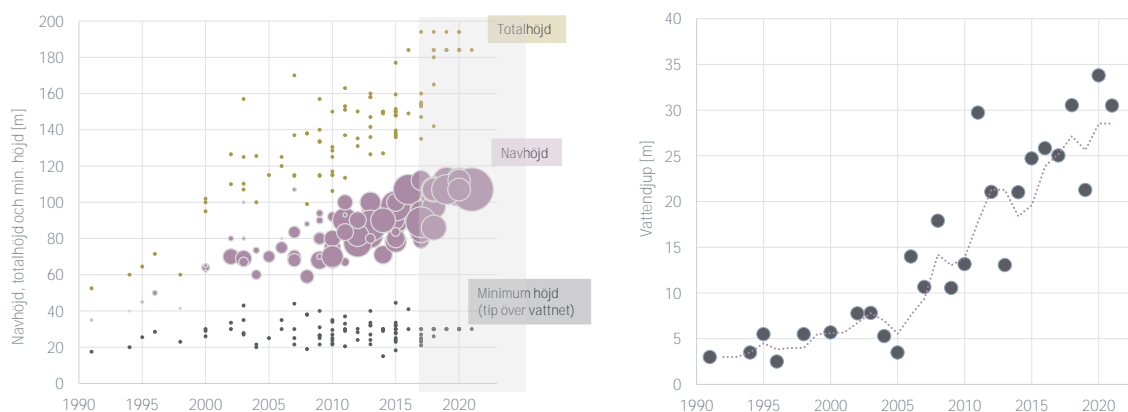
Källa: 4COffshore, Platts, Sweco analys

Baserat på aviserade kommersiella beställningar har marknaden nyligen uppvisat ett tydligt språng mot introduktionen av teknikplattformar med turbineffekter mellan 6 och 8 MW. Denna nya generation av vindkraftverk förväntas använda den bästa tillgängliga tekniken vad gäller kostnader, tillförlitlighet och prestanda. En drivande faktor i användning av större maskiner är det förtroende som vissa stora europeiska aktörer har i marknaden samt viljan att ta tekniska risker. Stora energibolag, med DONG Energy i fronten, har lagt order på nya turbiner innan de är fullt certifierade. Detta ger turbinproducenten den marknadssäkerheten de behöver för att kommersialisera nya produkter och bygga upp effektiva leverantörskedjor. Innovationer och utvecklingssteg inom fundament, installationsteknik och elektrisk infrastruktur har demonstrerats och antas komma att användas i kommersiella projekt i Europa i närtid. Industrin har också gynnats av vissa positiva makroekonomiska trender, såsom stabila och låga råvarupriser, låga oljepriser, lågt ränteläge och gynnsamma växelkurser. Dessa faktorer har bidragit till att sänka kostnadsnivån.

Navhöjden har ökat till över 100 m och totalhöjd har ökat över tid upp till ca. 190 m, medan tip low i princip har blivit konstant runt 20-30 m. Vattendjup har utvecklats över tid för de europeiska projekten och ökat till 25-30 m i vägt genomsnitt, tendens fortfarande ökande.

⁴² 2016-2020 är prognosvärden

Figur 21: Utveckling av navhöjd, maximalhöjd och tip low per projekt (vänster) samt vattendjup (vägt genomsnitt, höger) över tid

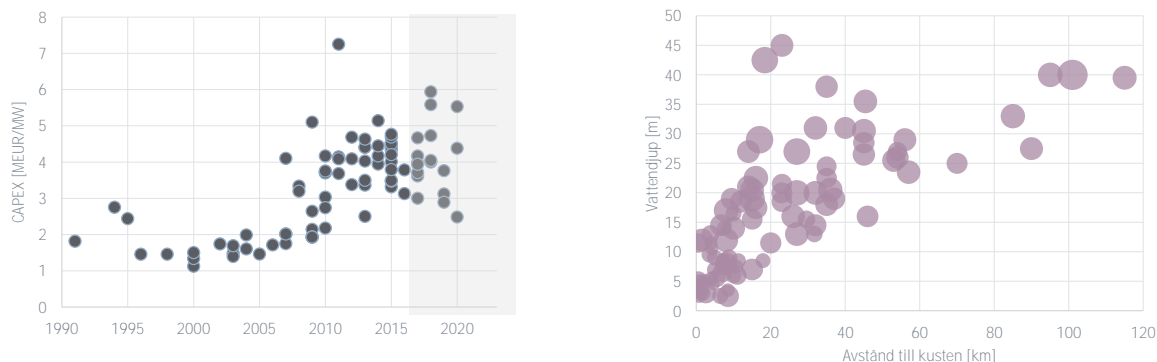


Källa: 4COffshore, Sweco analys

Projekten har över tid flyttat ut på djupare vatten och längre från land, vilket kräver större och därmed dyrare fundament samt mer flexibla lösningar för drift och underhåll på grund av avstånd till land och väderförhållandena under vintern. Denna – åtminstone nuvarande - trend har även drivit på CAPEX utvecklingen vilket illustreras i Figur 22.

Med ett större avstånd till land stiger kostnaden för byggnation, fundament, nätanslutning, installationsprocess etc. Flera samverkande trender visar dock att man parallellt har utvecklat större projekt vilket medför synergieffekter som motverkar CAPEX utvecklingen. I princip erfordras samma organisation för mindre som för större projekt. Detta har medfört att de marknadsdrivande aktörerna fokuserar mot projekt om >70 turbiner och >300 MW installerad effekt.

Figur 22: CAPEX utveckling per projekt



Källa: Sweco analys

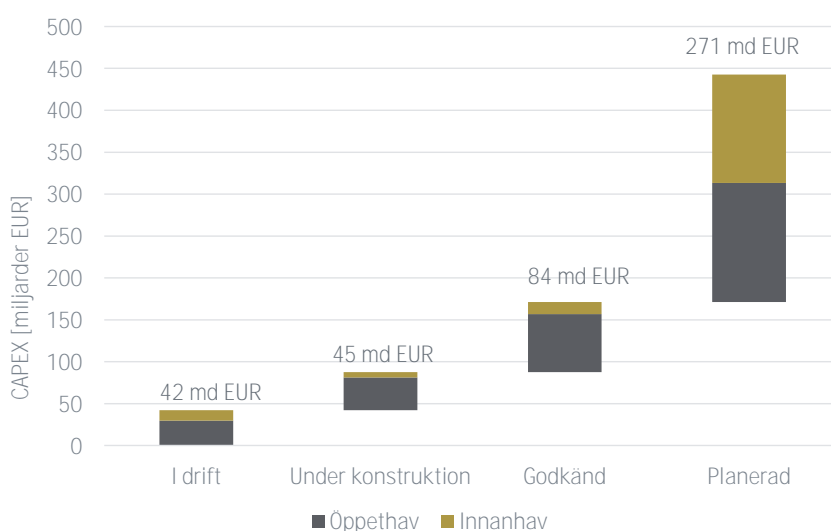
Den historiska utvecklingen av CAPEX som en funktion av installations år visar en ständigt ökande specifik investeringskostnad fram till idag. Ökningen av CAPEX per MW installerad kapacitet sedan 2009 är i linje med ett snabbt införande av nya och större turbiner, höga stålpriser och ökande vattendjup. Under perioden fram till 2009 fanns i princip bara fyra modeller på marknaden från två tillverkare. Sedan 2009 har turbiner införts som sträcker sig från 3,3 MW upp till 8 (8,3) MW från flera tillverkare. Detta borde i grund och botten ha banat för ökad konkurrens och därmed lägre CAPEX nivåer. Istället har branschen introducerat turbiner från nya tillverkare vilka inte har testats tillräckligt, vilket resulterat i förseningar och ökade kostnader för byggnation, installation och drift och underhåll. Det ges även politiska signaler om preferenser för nationella tillverkare vilket i viss mån banar väg för otestade/omogna turbiner.

Även om man har sett en kraftigt stigande trend för CAPEX utvecklingen uttrycks det inom vindkraftbranschen ett behov av en minskning av CAPEX och OPEX med upp till 40%. Några av de senaste projekten som realiserats indikerar att kostnadsnivåerna kan minskas kraftigt. Dessa har fokuserat på framförallt följande:

- Konsolidering av fundamenttyper. Istället för positionsspecifik design används ett fåtal generiska lösningar.
- Val av fundamenttyper utifrån konkurrens i tillverkningsledet.
- Återanvänd till stor utsträckning erfarenheter från tidigare projekt- känd turbin, kända bottenförhållanden, "vanligast" avstånd till kusten, väl testad nätanslutning, och ett fortsatt kontinuerligt utnyttjande av väletablerade projektorganisationer.
- Ny "enkel" nätanslutning, vilken minskar investeringar i nätanslutningen. Flytta kritiska delar från offshore till land och på så vis minska behovet av stora offshore transformatorstationer och plattformar och ersätta dessa med mindre transformatormoduler. Lösningen har visat sig kunna skära ned CAPEX kostnader på nätanslutning med 30-40%.

Figur 23 visar den totala estimerade investeringen uppdelat på projektstatus för havsbaserad vindkraft i Europa. Där det saknats data (för cirka 10 % av projekten under byggnation) samt för godkända och planerade projekt har det räknats med ett genomsnittligt CAPEX på 4 miljoner euro per MW för att få ett estimat. Anläggningarna som är godkända har dubbelt så mycket planerad effekt som de anläggningar som är i drift och under konstruktion.

Figur 23: CAPEX estimat per projektstatus och öppet hav/innanhav i Europa

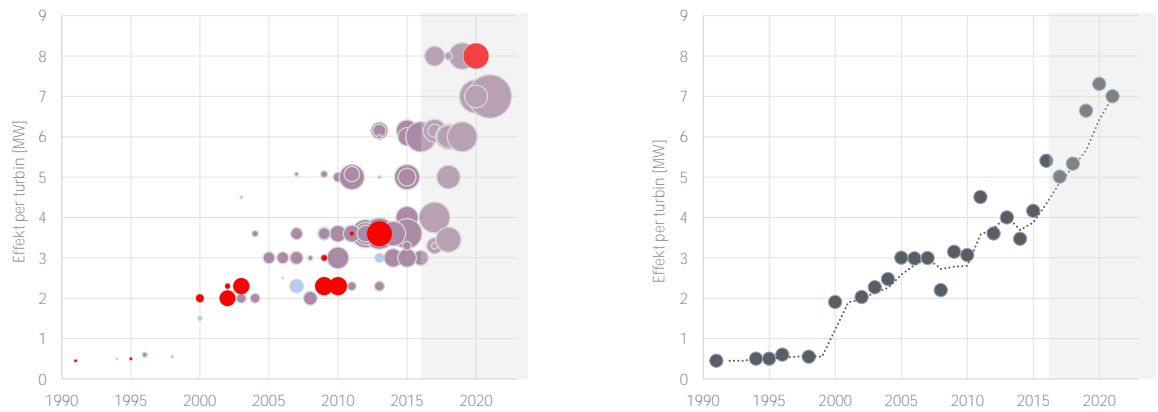


Källa: Sweco

2.1.1 Turbiner

Turbiner för havsbaserad vindkraft baserades ursprungligen på teknik från landbaserade turbiner och placerades kustnära, medan dagens turbiner är specifikt utvecklade just för havsbaserad vindkraft. Baserat på erfarenheter från tidiga projekt utvecklade under 1990-talet gjordes ansatser att optimera och använda större turbiner (2 MW och 2,3 MW). Ett exempel på detta är Siemens som efter att ha tagit över tillverkaren Bonus år 2004 började testa nya 3,6 MW direktdrivna (utan växellåda) turbiner med produktionsstart 2009. Siemens 3,6 MW har därefter varit industristandard, där 3,6 MW (4,0 MW)-versionen utgör nästan två tredjedelar av alla havsbaserade vindkraftsturbiner i drift. Figur 24 illustrerar utvecklingen av havsbaserade vindkraftsturbiners effektstorlekar.

Figur 24: Utveckling av effekt per turbin över tid (globalt och i Danmark (röd) och Sverige (ljusblå))

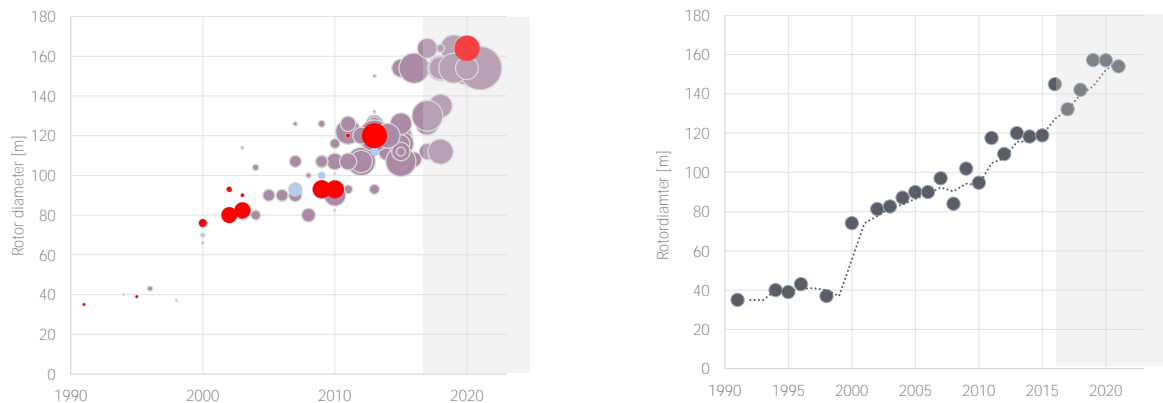


Källa: 4COffshore, Sweco analys

Utvecklingen mot större turbiner går mycket snabbt och turbiner i storleken 6-8 MW kommer att installeras i större volym inom kort. Den snabba utvecklingen av turbinstorlekt de senaste 6-8 åren har inneburit att fokus legat på att utveckla större turbiner utan att tillräcklig hänsyn tagits till kostnadsnivåerna, något som möjliggjorts på grund av stödsystemens utformning.

Den historiska utvecklingen av rotordiameter visas i Figur 25. Den framtida utvecklingen diskuteras vidare i avsnitt 2.2

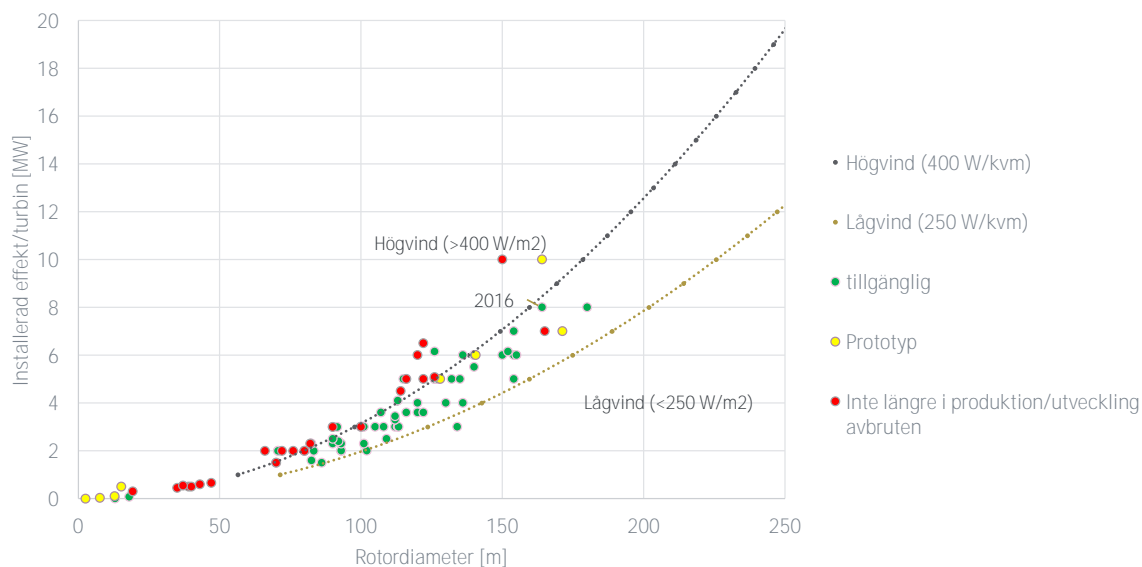
Figur 25: Utveckling av rotordiameter över tid (globalt och i Danmark (röd) och Sverige (ljusblå))



Källa: 4COffshore, turbine manufacturers, Sweco analys

Turbintillverkare fortsätter att släppa produkter med större rotordiameter. En fortsatt utveckling av stadigt ökande rotordiameter ser ut att vara sannolikt baserat på liknande utveckling av tidigare turbingenerationen (2-4MW). Figur 26 visar en illustration av sambandet mellan installerad effekt per turbin och rotordiameter.

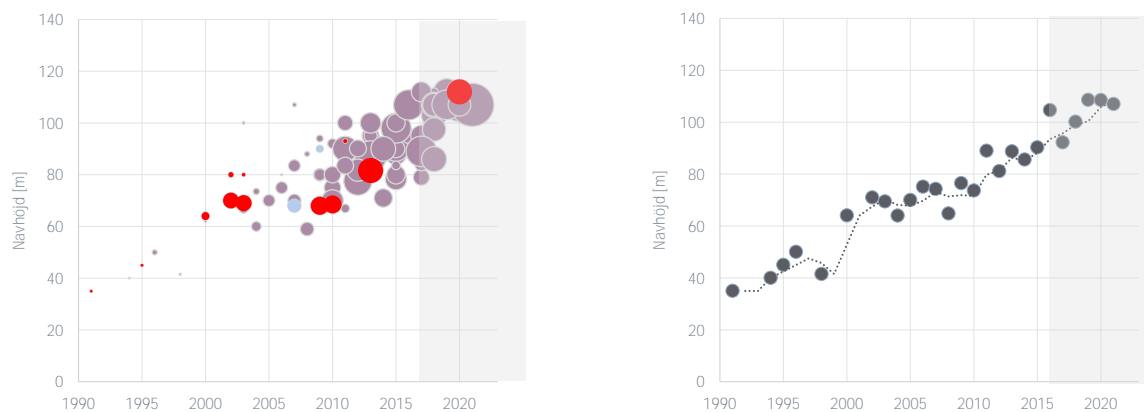
Figur 26: Historisk teknikutveckling för havsbaserade turbiner fram till 2016



Källa: 4COffshore, turbine manufacturers, Sweco analys

Samtidigt har navhöjderna också ökat över tid, se Figur 27.

Figur 27: Utveckling av navhöjd över tid; per projekt (till vänster) och som vägd genomsnitt inklusive rullande 2-årsgenomsnitt (till höger)



Källa: 4COffshore, Sweco analys

Den snabba utvecklingen av turbinstorlek och ökad navhöjd har även inneburit en ökad vikt på maskinhusen, större rotorblad samt större och kraftfullare torn, vilket krävt större fundamentsstorlekar. Detta har i sin tur inneburit ökade kapitalkostnader.

I takt med att större turbinstorlekar utvecklats har även större fundament utvecklats för att kunna bära upp den ökade påfrestning som större turbinerna medför. Idag anses ett fåtal tillverkare ha den kompetens och utrustning som krävs för att bygga de allt större monopiles som erfordras. Monopiles för 7 respektive 8 MW-turbiner är det idag bara en – snart två – tillverkare som erbjuder på marknaden. En lösning har varit att istället utforma fackverksstrukturer, vilket flera stålverkstäder kan tillverka.

Siemens är den ledande leverantören av havsbaserade vindkraftverk i Europa med 63,5% av den totala installerade kapaciteten. Vestas (18,5%) är den näst största turbinleverantören, följt av Servion (7,4%), Adwen (tidigare Areva: 5,7%) och BARD (3,6%).

2.1.1.1 Kostnadsutvecklingspotential för turbiner

Följande kostnadsreduktionspotentialer är i fokus inom industrin:

- *Ökad turbineffekt*
- *Direktdrift och drivlinor med högre hastighet*
- *Generatorer med supraledande element*
- *laddesign och -tillverkning*, som möjliggör högre hastigheter på bladspetsen, lättare vikt
- *Integrerad turbin- och fundamentdesign*

Utvecklingen mot större turbiner går redan mycket snabbt och turbiner i 6-8 MW klassen kommer installeras i större volym inom kort. Framsteg fortsätter också mot utveckling av 10 MW+ turbiner och turbintillverkarna gör uttalanden som tyder på att arbete är pågående. Det finns även testprogram med 10 MW turbiner annonserade, dock på testcenter på land⁴³. Medan 10 MW+ drivlinor är i konstruktions- och utvecklingsstadium, är det en hel del kvar för att säkerställa att sådan teknik fortsätter att föras till marknaden på ett effektivt sätt. Större turbiner kommer onekligen öka fundamentkostnaden och ställa större krav på installationen. Det är både möjligt att de nya auktionerna bromsar in (om investerare vill satsa på beprövad teknik) eller accelerera utvecklingen (på grund av den stora prispressen som kan tvinga projektutvecklare och budgivare att använda de senaste och mest effektiva turbinerna).

Marknaden är på väg mot direktdrift och medelhastighetsväxellådsdrivlinor, som förväntas dominera marknaden framöver. Det kommer dock krävas större förbättringar framöver. Inga kommersiellt tillgängliga turbiner använder för närvarande hydrauliska drivlinekoncept.

Generatorer som använder supraledande element kommer att integreras i turbiner först efter 2020. Direkt drivna turbiner under utveckling tittar för närvarande inte på supraledande teknik på grund av låg mognadsgrad av tekniken. Tekniken bedöms komma att behöva en del forskning och utveckling på vägen mot kommersialisering.

Utvecklingen av rotorbladen görs för flera parametrar både när det gäller lättviktskonstruktioner, delning av blad, erosionsmotstånd och aerodynamisk optimering. Delade blad-prototyper som underlättar transport som GEs D78 är för närvarande i en testfas⁴⁴ enligt uppgifter från ORE Catapult och visar också lovande framsteg i blad tillverkning och design.

Det finns tecken på viktreduktionsstrategier i bladdesign och ökad användning av kolfiber i tillverkningen. Med ökande rotorstorlek och större turbiner kommer – allt annat lika – en viktökning av bladen. Detta lyfter fram frågor som bladerosion (som är relaterad till hastighet av bladspetsen) och belyser behovet av nya material och smalare blad för att begränsa extrema belastningar. Bladspetshastigheter är fortfarande upp till 89-90 m/s på de flesta turbiner men man siktar mot spetshastigheter på upp mot 100 m/s. STRUCTeam presenterade i samarbete med DNV GL en ny design för turbinblad med hybrid glas- kolkomposit blad skräddarsydda för havsbaserade vindkraftverk⁴⁵. Det diskuteras även ökad användning av aero-elastisk anpassning för passiv lastminskning på bladen.

Målsättning på några års sikt i utvecklingsprogrammet i UK är att blad med förbättrad aerodynamik ska bidra med 1-1,5% förbättring i produktionsförmåga. Detta kan framförallt nås genom förbättrade och nya beläggningar och förbättrade tillverkningsprocesser. Aktörerna är dock delade mellan att optimera aerodynamik för att producera så kallade "clean blades" från början och att ge marknaden möjlighet köpa tilläggskomponenter till bladet som förbättrar aerodynamiken på eftermarknaden. Det är dock en utmaning att bevisa eventuella aerodynamiska förbättringar av dessa tilläggskomponenter.

Det finns möjligheter att ytterligare förbättra bladbeläggningar, med särskilt fokus på erosionsmotstånd respektive självläkande förmåga. Självläkande beläggningar är ännu inte allmänt tillgängliga på marknaden, men framsteg har gjorts. Bland annat finns lösningar mot erosion på bladets framkant. För Horns Rev 2 har Siemens uppgraderat framkanten av bladet med gummi. Det finns också ett

⁴³ <https://cleantechnica.com/2015/09/15/siemens-looks-toward-next-generation-10-20-mw-wind-turbines/>

⁴⁴ Hos ORE Catapult

⁴⁵ <http://hawindpower.com/uk-engineering-consultancy-unveils-new-offshore-wind-blade-designs>

antal FoU-initiativ inom EU som utvecklar nya material för användning på bladets framkant (t.ex. ORE Catapults BLEEP program och EU-finansierade projekt HIPPOCAMP och INNWIND).

Aktiv kontroll och reglering är ett fokusområde för sektorn, med ständiga förbättringar i regleralgoritmer inklusive korrigeringar för vak effekter. Aktiv kontroll skulle kunna leda till högre energiproduktion för hela parken och därmed bidra till sänkt produktionskostnad. En första generation av aktiv kontroll av hela vindparken, till exempel med beaktandet av vakeffekter beroende på vindriktning finns redan i kommersiella vindparker. Det ser ut som om framtida parker kan dra nytta av allt mer sofistikerad aktiv kontroll. Individuell pitchstyrning är betydligt mindre vanligt, men det finns vissa utvecklingssteg även i denna riktning. Aktiva aerodynamiska egenskaper för blad är fortfarande en stor utmaning och långt ifrån kommersiellt tillgängligt.

Även om potentialen för kostnadsreduktion vid integrerad turbin-fundament design är bevisad⁴⁶, är det ännu inget kommersiellt projekt som har använt en helt integrerad design. En drivkraft för integrerad turbin-fundament-design i framtiden kan vara utvecklingen mot kompletta EPC kontrakt och projektfinansieringskrav. Omvänt, om turbintillverkare inte vill ta på sig mer risk för BoP infrastruktur kommer framsteg mot integrerad design begränsas. En väg för integration av fundament och torn kan vara att ta bort övergångsstycket mellan monopile och torn.

För att ge en utblick och belysa förutsättningar på lång sikt undersöktes i UpWind⁴⁷ projektet vilka utmaningar som konstruktionen av vindkraftturbiner ställs inför vid en uppskalning till 20 MW. Enligt projektet beräknas en sådan turbin ha ca 250 meter rotordiameter och 150 meter navhöjd. Det nya EU-FP7-projektet INNWIND.EU⁴⁸ (2012-2017) bygger vidare på EU-FP6 och behandlar design av ett havsbaserat vindkraftverk på 10-20 MW med huvudsakligt fokus på tre komponenter:

- *en ny lättviktsrotor*
- *en supraledande, lättvikt och direkt driven generator och*
- *ett standardtorn integrerat med underliggande strukturen*

Om turbinerna ska fortsätta att växa, måste även vikten av andra turbindelar minska eller viktökningen måste åtminstone stanna av. Detta skulle underlätta att bygga högre torn som kan utnyttja mer bättre vindar vid högre höjder. Genom att sänka vikten i torn och nav kan fundament konstrueras lättare med sänkt CAPEX som följd. Enligt projektet är osäkerheten stor gällande tidpunkt för kommersiell lansering av de lösningar som studeras. De olika lösningarna förväntas dessutom kommersialiseras vid olika tidpunkter. Projektet ses därför som en bekräftelse av att marknaden har förtroende för en fortsatt utveckling men ger endast väldigt indikativ information gällande tidpunkt för lansering av ny teknik.

2.1.2 Fundament

Det finns ett antal olika konstruktioner för fundament till havsbaserad vindkraft. Eftersom fundamentens utformning historiskt har varit lokalt anpassade har olika tekniska lösningar utvecklats framförallt beroende på bottenförhållanden och vattendjup. Påverkan på omgivningen samt hur villkoren formulerats i miljötillståndet för vindkraftparken för hur fundamenten får se ut och hur de får byggas kan spela in här⁴⁹. Fundamentkonstruktioner är i regel anpassade efter varje plats, medan tillverkningsmetoder och transport av fundamenten till vald plats är mer generella.

⁴⁶ DNV GL (2014): Offshore wind cost reduction through integrated design

⁴⁷ www.upwind.eu, EU-FP6, 2005-2010

⁴⁸ <http://www.innwind.eu/>

⁴⁹ Energimyndigheten (2016): Teknikavsnittet till Sweco

Figur 28: Fundamenttyper för olika vattendjup



Källa: NREL 2014-2015 Offshore Wind Technologies Market Report

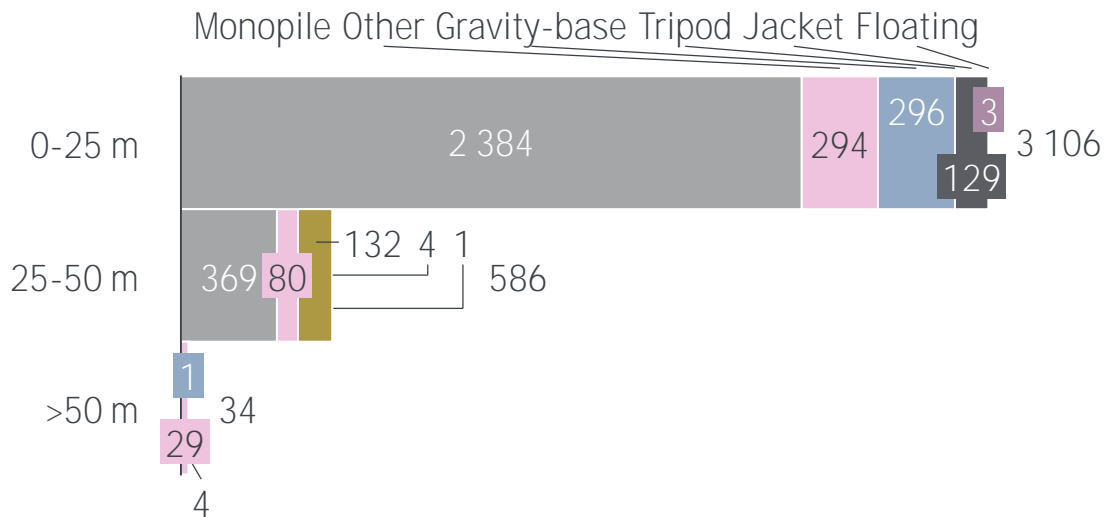
Generellt skiljer man mellan fundament placerade på havs- eller sjöbotten och flytande fundament, som är en nyare utveckling. Fundamenttyperna för havsbaserad vindkraft kan indelas i dessa typer:

- Fundament placerade på havs- eller sjöbotten
 - Monopiles (0-30 m vattendjup, XL monopiles upp till 50-60 m, fördelaktigt i områden med rörlig havsbotten och spolningar)
 - Gravitationsfundament, *Gravity-base foundations* (0-30 m, lämpligt för fasta bottnar)
 - Fackverkskonstruktioner, så kallade *Jackets* (25-50 m, lämpligt vid hård botten)
 - Tripods (25-50 m, ha lämpligt vid hård botten)
 - Bergsförankrade fundament används i enskilda fall mest för låga vattendjup i sjöar
- Flytande fundament
 - Stolpboj, *spar buoy*
 - Dragbensplattform, *tension leg platform*
 - Halvt-nedsänkbara flytande fundament, *semi-submersible*

Hybriddesign, blandningar mellan dessa olika fundamenttyper, existerar, t.ex. så kallade tripiles. Jackets, tripods och tripiles kan även sammanfattas som *space-frame* konstruktioner.

Monopiles är den vanligaste typen av fundament idag, närmare 80 % av de havsbaserade vindkraftverk som var installerade i Europa i juli 2016 hade monopilefundament (se Figur 29). I Nordsjön används främst monopile och till viss del jackets medan det för svenska förhållanden ofta är lämpligt att använda gravitationsfundament givet bottenförhållandena. I Östersjön används monopiles t.ex. i Utgrunden.

Figur 29: Antal fundament i världen, installerad per fundamenttyp och vattendjup, per juli 2016



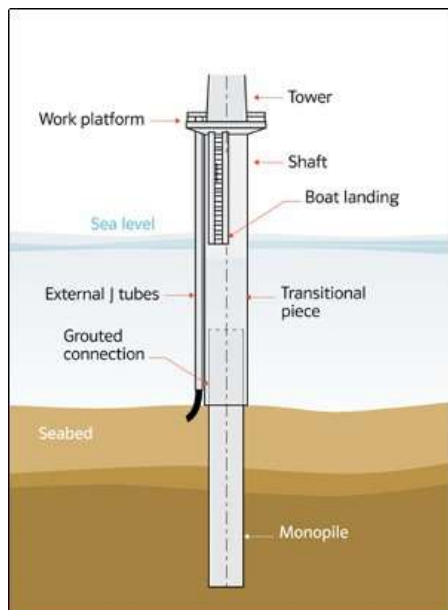
Källa: Sweco analys

Monopiles har varit den mest använda fundamentstypen från dess att havsbaserad vindkraft började utvecklas. Detta beror främst på enkelheten i strukturen samt att det passar de bottenförhållanden som valdes för havsbaserade vindkraftsprojekt i tidigt skede. Monopiles är i princip en cylindrisk metallpåle som pressas ner i havsbotten, antingen direkt eller indirekt kopplad till tornet genom ett övergångsstycke. Figur 30 visar ett monopilefundament. Fundamentets enkelhet är fördelaktig för framförallt dess design, konstruktion, installation samt i viss mån underhåll. En fördel är att fundamenten är stabila vid rörelser i sediment. Detta innefattar exempelvis drivande sandbottnar vilka ibland kan göra att havsbotten över tid kan skifta åtskilliga meter. Konstruktionen av pålar kan enkelt automatiseras och kan göras som en uppskalering av tornstillverkning. Installationen av monopiles kan göras antingen genom att den hamras ner eller genom borring i hård sjöbotten. Hanteringen av pålar och hammare kan kräva användning av kranfartyg (roterande eller "shear leg crane"), dock är "jack-up" de vanligaste fartygen att använda för att installera monopiles generellt sett.

En nackdel är strukturens flexibilitet; detta gör att verket strukturellt och operationellt påverkas av vågorna. Monopiles utrustas vanligtvis med ett övergångsstycke vid vilket möjligheter för båtlandningar, tillgång till serviceplattform och liknande installationer placeras. Anslutningspunkten mellan monopile och övergångsstycket är ofta problematiska, vilket beror på att övergången lokaliseras i en del där stora krav finns på överföringsbelastning och vinkeljustering. Anslutningen görs normalt av "grouted connections" men "flanged connections" utreds nu som ett alternativ.

Monopiles kan användas vid stenblandad botten, sand eller lera, men passar mindre bra när botten består av block eller berg. För att säkerställa att inte hårt berg förekommer utförs i regel först provborringar.

Figur 30: Monopile fundament



Källa: 4C Offshore

Korrosionsskydd av den externa monopilestrukturen kan relativt enkelt inspekteras och repareras. Det interna korrosionsskyddet är mer komplicerat att inspektera och reparera. Korrosionsklimatet är hårt inne i en monopile, speciellt vid havsbottenivå på grund av utvecklingen av icke-aerob korrosion. För att begränsa denna typ av korrosion målas monopiles på insidan.

Monopiles används för närvarande upp till djup omkring 30 meter, där pelarens penetrationsdjup beror på havsbottens egenskaper. I Östersjön används det t.ex. i Utgrunden (Sverige) samt EnBW Baltic1 och Arkona (Tyskland). Nyligen har vissa projekt som tidigare tänkt använda fackverksfundament istället bestämt sig för att använda "XL" monopiles i djupare vatten. Anledningen till detta är att det är sätt att optimera vindparksdesignen och nå kostnadsbesparingar vad gäller installation och tillverkning.

Uppskalningsutmaningen tycks bli den begränsande faktorn för större vindturbiner och platser med djupare vatten. Den begränsande faktorn är storlek och vikt vid tillverkning, transport och installation. Huvudsegmentet för närvarande monopiles med omkring 6 meter i diameter och en vikt runt 650 ton. Den största installerade monopilen är 7 meter i diameter, med en vägg tjocklek om 150 mm och en vikt på 1 400 ton. Dessa större varianter benämns "XL-monopiles". Det bedöms att den tekniska gränsen men framförallt ekonomiska gränsen för monopiles är nära.

Vindkraftparker där "XL"-monopiles planeras är Innogy Nordsee I och Gode Wind I och Gode Wind II. Vi ser mycket tyngre enheter, till exempel 910 ton för Gode Wind I och 1 050 ton för Gode Wind II, med ett övergångsstycke ("transition piece") på 580 ton. Dessa monopiles har utformats för att stödja den nyaste generationen vindkraftverk med generatorstorlek på 6-8 MW.

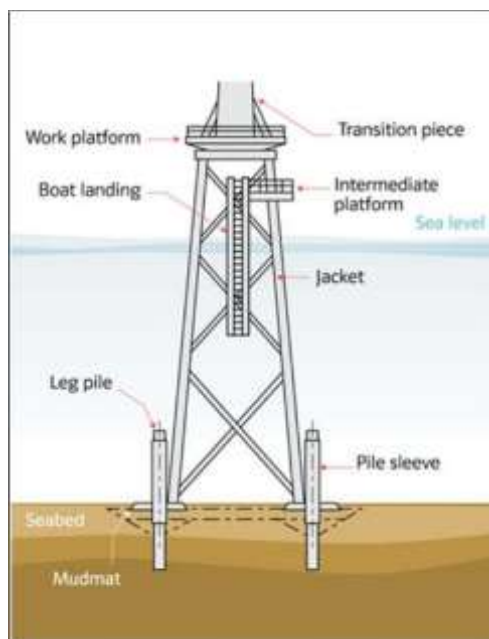
Det finns många olika varianter på fackverkskonstruktion. Fackverkskonstruktioner består av stålrör i en nätverksform med rotfästen som förankras i botten genom pålning, se Figur 31. Det finns typiskt sett tre- eller fyrbenta, bestående av hornpålar sammansatta av stag på diameter upp till 2 meter. Jordpålar skjuts in i rörets omslutning till ett tillräckligt djup för att säkerställa fullgod stabilitet för strukturen.

Fackverkskonstruktionen är komplicerad att konstruera, transportera och installera. Fördelen med fackverksstrukturen är att den möjliggör uppskalering, minskad materialåtgång, en stabilitet i strukturen samt mindre omfattande pålningsarbete jämfört med monopiles. Speciellt för stora vindkraftsturbiner på djupt vatten är fackverkskonstruktionen att föredra framför monopiles.

Den strukturella designen är komplicerad givet de många förstyrningarna, övergångsstycket till tornet och anslutningen till förankringspelaren eller "suction bucket", vilket gör konstruktionen och belastningsberäkningarna mer utmanande givet det stora antalet strukturelement som påverkas av vindkraftturbinens last och vågbelastningen. Dessutom gör den större storleken på strukturen att den blir mer svårhanterlig under transport och installation. Under installation ska fackverksstrukturen hållas i position när

ankarstrukturen installeras eller anslutning görs till förinstallerade ankarordningar. Givet det stora antalet strukturella element är även inspektioner gällande defekter och korrosionsskydd tidskrävande.

Figur 31: Fackverksfundament



Källa: 4C Offshore

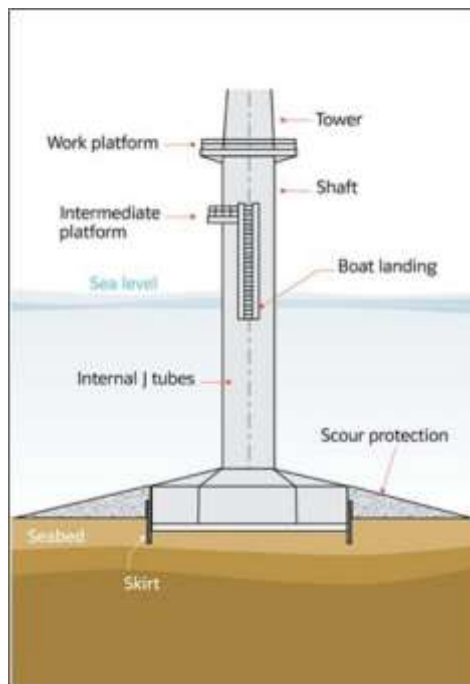
Fackverksstrukturer anses vara lämpliga för vattendjup mellan 20 och 50 meter, enligt DNV⁵⁰. Det grundaste vattendjupet den används på är 3,5 meter i den sydkoreanska havsbaserade vindkraftsparken Tamra och det djupaste är 45 meter i det brittiska demonstrationsprojektet Beatrice. Utvecklingen går mot att fackverksstrukturer används för större vindturbiner på djupare vatten. Det finns projekt under utveckling där fackverksstrukturer föreslås användas på djup på 60-70 meter, men dessa projekt är ännu inte beslutade. Ett flertal företag arbetar med att få ner kostnaderna för fackverksstrukturerna genom att standardisera beräknings- och tillverkningsmetoder, speciellt vid noderna och vid delar av strukturen. Det bedöms inte finnas en självklar teknisk gräns vad gäller möjligheten att ytterligare skala upp fackverksstrukturer för havsbaserad vindkraft.

Gravitationsfundament står på havsbotten och håller vindkraftverket på plats med sin egen vikt, se Figur 32. Dessa tillverkas i betong eller i stål och fylls oftast med ballast. Ett fåtal kustnära gravitationsfundament är gjorda i stål. Gravitationsfundament i betong återfinns i flera kustnära projekt i Danmark och Sverige. Exempelvis används gravitationsfundament i de svenska projekten Lillgrund och Kårehamn.

Basen i ett gravitationsfundament kan anpassas efter bottenförhållanden vilket gör att det är lämpligt för såväl stenbotten, blockrik terräng och stabilt, välpackat sediment. Tekniken passar dock mindre väl för bottnar av genomgående löst sediment och vissa typer av lera. Eftersom borrhning inte behövs innebär det mindre risk; botten behöver enbart jämnas till. Att basen är stor innebär att det råder hög belastning i sidled från vattenrörelser. Detta gör att kostnaden blir högre ju djupare det är. Tekniken används därför framförallt på lägre vattendjup, upp till cirka 10-20 meter.

⁵⁰ Offshore Standard DNV-OS-J101

Figur 32: Gravitationsfundament



Källa: 4C Offshore

Gravitationsfundament är komplicerade att designa, konstruera, transportera och installera. Teknikens fördelar är låg kostnad för strukturerna, låg stålåtgång, stabil struktur och att den lämpar sig för hårda och steniga bottenar. Prisvolatiliteten för betong är lägre än för stål.

Utformningen av betongkonstruktionen är komplicerad givet de ingående sammansatta materialerna (betong och stål) och de många olika parametrarna att ta i beaktning som styrka (extrem och normal drift), sprickvidd, lastfördelning etc. Konstruktionen har flera delar som behöver gjutas i olika former. Transporten av gravitationsfundament är normalt relativt okomplicerat, förutom att de är tunga. Fundamenten kan tillverkas direkt på transportpråmen. Inför installationen måste sjöbotten jämnas till och ett gruslager läggas. Ett skydd läggs på gravitationsfundamentet för att förhindra erosion runt fundamentet. När gravitationsfundamentet sedan ska lyftas från pråmen till sin slutgiltiga position krävs det fartyg som kan hantera den tunga vikten. Det finns ett begränsat antal fartyg som kan hantera dessa vikter, vilket är kostnadsdrivande och dessutom begränsar en fortsatt uppskalning av tekniken. Flytande gravitationsfundament är därför under utveckling. Dessa är dock fortfarande på prototypstadiet. Flytande gravitationsfundament utvecklas för stora turbinstorlekar (8-10 MW) och djupt vatten (50-60 meter). En nackdel med de självflytande gravitationsfundamenten är att de kräver vattendjup upp mot 8-10 meter under sin transportsträcka.

Givet det lägre produktionspriset, konstruktionens stabilitet och möjligheten att använda den på stenig havsbotten anses tekniken lämplig för kustnära projekt, speciellt i Östersjön. Gravitationsfundament som lyfts upp är nära sin tekniska storleksgräns eftersom det finns ett begränsat antal fartyg som klarar av att hantera sådan tyngd. Det kan antas att flytande gravitationsfundament kommer att vara lämpliga för större turbiner även på djupt vatten och att dessa strukturer skulle kunna skalas upp betydligt.

Tripodfundament använder samma princip som monopilefundament. Tripods består av en central påle kopplade till tre ben som är ankrade i botten, se Figur 33. Att strukturen har tre ben gör att belastningen fördelas över en större yta. Benen står fritt utan sammankoppling. Ett antal upplägg har utvecklats och testats. Strukturen är relativt simpel förutom sammankopplingen mellan den centrala pålen och de tre benen. Denna sammankoppling är svår att utforma och konstruera. Strukturen väger mycket eftersom mycket material går åt för sammankopplingen och undvikandet av sammankopplingen mellan benen. Varje ben har dock mindre dimension än monopile vilket medför att en lättare utrustning kan användas. Strukturen måste transporteras i upprätt position och tar – precis som fackverksstrukturen – mycket plats i anspråk. Strukturen ankras i marken med pålar eller "sugklocka" (suction buckets). Anläggningsarbetet tar i regel relativt lång tid i anspråk och kräver att botten inte har block eller för löst sediment. Tekniken används vanligtvis på djup runt 20-40m och för större turbiner där fördelning av vikten kan vara en fördel.

Figur 33: Tripodfundament, olika utföranden



Källa: 4C Offshore

Tripodsfundament har använts för ett stort antal vindkraftsprojekt till havs dock anses det inte vara en optimal lösning. Det bedöms att tripodstrukturen inte kommer att vara lämplig för större turbiner och djupare vatten.

En **”suction bucket”** är en stor **”hink”** och fungerar som en enkel **”fot”** för fundamentet. Den är sammankopplad med en rörformad pelare som bär upp turbinen. **”Suction buckets”** behöver installeras i en relativt enhetlig botten och har testats vid flera tillfällen men används ännu inte i storskaliga vindkraftsparker. Stenar kan göra så att **”suction bucket”** kollapsar eller medföra att den inte når ner till det tilltänkta djupet. Sammankopplingen mellan **”suction bucket”** och den rörformade pelaren (som kopplar an till turbinen) är komplicerad. Installationen görs genom att strukturens egen vikt trycker på underlaget samt genom undertrycket i **”suction bucket”**.

Ytterligare en typ av fundament är så kallade **bergsförankrade fundament**, vilket består av en **betongplatta som med hjälp av vajrar spänns ned i berget**. Dessa typer av fundament finns exempelvis i Vänerne. Betongplattan har en konkav uppåtvänd struktur, där vikten av fundamentet tynger ned den konkava strukturen. Tekniken lämpar sig för havsbotten med fast berg, exempelvis granit nära kusten. För att tekniken ska fungera måste bergsförhållandena vara utan sprickor eller block. Bäst passar tekniken på grunt vatten, upp till cirka 10 meter. Eftersom tekniken kräver att berget saknar sprickor krävs ett ordentligt förarbete med hjälp av dykare, bottenundersökningar och provborringar.

Det finns ytterligare fundamentstrukturer på **konceptstadiet**. Exempelvis finns olika typer av fackverksfundament bestående av rör med en stabiliserande tyngd överst samt pråmliknande stålfundament som står på stödben. Sistnämnda stödben kan hissas upp vilket möjliggör enkel flytt av fundamentet. Utöver detta tittas även på lösningar för områden som är för grunda för fartyg. Nya tekniker kan syfta till exempelvis materialreduktion, kostnadsreduktion eller minskad påverkan på botten och omgivning.

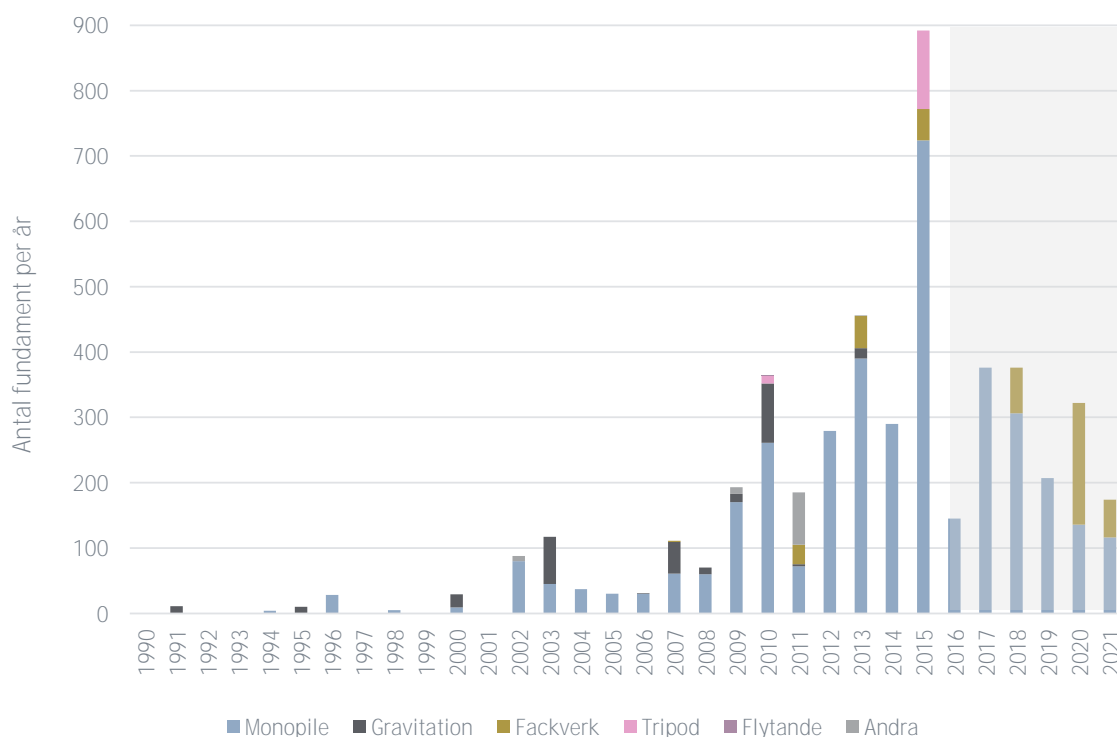
Ytterligare tekniker som utvecklas är **teknik med flytande fundament**. Dessa fundament möjliggör byggande på mycket djupt vatten. Trots att begreppet funnits sedan 1970-talet var det först på 1990-talet som det börjades forskas på i någon betydande utsträckning. Det första flytande vindkraftverket 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. Hywind ligger i Norge och har en kapacitet på 2,3 MW. År 2011 utvecklades det andra storskaliga flytande systemet, WindFloat (Princip Power i partnerskap med EDP och Repsol). Windfloat har 2 MW, är belägen i Portugal och driftsattes år 2012.

Flytande vindkraftsfundament är komplicerade att utforma och drifta. Detta kommer mycket av att strukturen rör sig på grund av vind, vågor, tidvatten och strömmar. Operationella aspekter innefattar drift och underhåll av ankare och elkabel. Access till strukturen kan vara problematiskt, speciellt då det är höga vågor på djupt vatten. Fördelarna med flytande fundament är enklare installation, möjlighet att placera vindkraftverken på djupt vatten samt (relativt) enkel förflyttning till andra platser. Tekniken med flytande fundament kan enbart konkurrera med andra tekniker när det gäller djupt vatten, på lägre vattendjup är andra tekniker för närvarande mer ekonomiska.

De tre typerna av flytande fundament för djuphavsinstallationer som hittills utvecklats är stolpboj, dragbensplattform och halvt nedsänkta flytande fundament. Stolpboj (spar buoy) består av en mycket stor 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 (Tension leg platform) är en mycket stark struktur halvt nedsänkt i vattnet som förankras på havsbotten med spända förtöjningslinor, vilket ger ökad stabilitet. Halvt nedsänkbara flytande fundament (semi-submersible) kombinerar huvudprinciperna ballast och nedsänkning i en halvt nedsänkt struktur för att uppnå tillräcklig stabiliteten. Denna teknik används i WindFloat.

Figur 34 visar hur installationen av olika typer av fundament för havsbaserad vindkraft utvecklats över tid.

Figur 34: Utveckling av installation av olika fundamentstyper över tid



Källa: 4COffshore, Sweco analys

Det finns få företag som har specialiserat sig på att tillverka stora monopiles. För fackverksstrukturer och gravitationsfundament bedöms dock förutsättningarna vara bättre för nya aktörer att kunna inverka på marknaden, exempelvis för svenska företag som har relaterade industrier och tillgång till hamnar där det skulle gå att serietillverka fundament.

I Sverige pågår även en utveckling av flytande fundament, med syfte att förenkla installation. Svenska (relativt) lugna farvatten ger goda förutsättningar för installation och tester.

Sverige har kunskap inom närbelägna teknikområden, såsom tillverkning av avancerade stålkonstruktioner och betongarbeten.

2.1.2.1 Kostnadsreduktionspotential fundament

Dagens havsbottenmonterade fundamentkonstruktioner är oftast inte standardiserade och konstruerade för större serietillverkning. Därför finns ett antal huvudspår för teknik- och kostnadsutveckling av havsbaserad vindkraft på kort sikt:

- *XL monopiles*: monopiles som fungerar i större djup än hittills, men har större vikt och diameter där få fartyg kan hantera installationen för närvarande
- *Optimerade fackverkskonstruktioner (jackets)*: ett fokusområde för utveckling eftersom trenden går mot större vattendjup

- *Suction buckets* (för lämpliga platser)
- *Kranfria installationer av gravitationsfundament*
- *Utöver det flytande*

XL-monopiles. Utvecklingen mot XL-monopiles går snabbare än väntat och uppdateringar av konstruktionsnormer kommer att göra monopiles till en mer sannolik lösning för större turbiner upp till 8 MW. Framsteg i utvecklingen och användningen av XL-monopiles ser ut att fortsätta. XL-monopiles för 8 MW turbiner planeras för Burbo Bank Extension projekt och monopiles som väger mer än 1000 ton diskuteras i flera projekt på koncept och design faser. Galloper projektet har planer att använda monopiles med en totalvikt på 1100 ton. Westernmost Rough och Gode Wind projektet använder strukturer med en diameter av 7,5 m och Veja Mate med en diameter av 7,8 m. Monopileprototyper med diameter av cirka 10 m har byggts.

Det finns – förutom de rent konstruktions- och tillverkningstekniska – två utmaningar för XL-monopiles: tillgången på kapabla installationsfartyg och ljudet från installationen. Det vittnas dock om ett ökat fokus på viktbegränsningar för dessa monopiles (snarare än den vanliga fokuseringen på diameter) på grund av begränsningar av kapabla installationsfartyg. För monopiles upp till 800 - 900 ton kan det vara cirka 4 installationsfartyg som är kapabla. För monopiles med en totalvikt av 1000 – 1400 ton (där monopiles börjar gå) utgör tillgången till installationsfartyg en betydande begränsning och riskerar därmed leda till ökade installationskostnader och LCOE.

I vissa projekt har det förekommit klagomål att ljud och vibrationer från hammarpålningen kan överföras över mycket långa sträckor, upp till 25 km, genom vissa sediment. Vanligtvis använder man vattenbubblor runt pålningsplatsen för dämpning och bullerbegränsning. För vissa sediment finns också möjlighet att undvika hammarpålning genom att ersätta med borrning eller vibrationspålning. Det sistnämnda är en beprövad teknologi på land men ny teknologi på havet som testats (Vibropiling projekt) och visar en enorm potential för bullerminskning. Detta blir troligtvis ännu mer relevant om bullerkraven skulle öka i framtiden.

Standardiseringen av monopile konstruktionen kommer vara en viktig frågeställning för kostnadsminskningen, åtminstone för enklare projekt. Några utvecklare har utvecklat vissa standarder i samråd med andra intressenter inom industrin (exempelvis turbintillverkaren), vilket kan användas i sand och områden med mindre komplex havsbotten. För komplexa och djupa projekt är det förmodligen fortfarande lämpligt med specifika monopile design för varje turbinplats.

Det finns för närvarande inga indikationer att XL-monopiles kan vara relevanta lösningar för turbiner i storleksklassen större än 10 MW⁵¹ och de flesta experter är eniga i detta.

Optimerade fackverkskonstruktioner (jackets). Dagens fackverkskonstruktioner och tillverkningsprocesser är inte standardiserade och tämligen arbetsintensiva. Framförallt standardisering av rör och robotsvetsning kan ge kostnadseffektiva fackverkskonstruktioner. Den stora utmaningen ligger dock inte i optimeringen av kostnaden för själva fundamentet, utan i kostnadsoptimering för konstruktion, totalvikt, tillverkning och installation. Här kommer det krävas ett ännu tätare samarbete mellan olika aktörer för att strukturen ska både vara strukturell effektiv, men även tillverkningsvänlig samt enkelt att transportera och installera. ORE Catapults⁵² arbetsgrupp bedömer att kostnaderna kan sänkas med 30 % fram till 2020 genom att konstruera för robotsvetsning, vilket sammanfaller med bedömningen av sänkta kostnader inom Innwind⁵³ projektet. En effektiv serieproduktion av fackverksfundament kommer sannolikt att kräva en internationell leveranskedja.

Frågan är exakt vad volymförutsättningarna är för att driva en förnuftig utvecklingsnivå i leveranskedjan. Det kan finnas betydande efterfrågan på fackverksfundament under de kommande åren och längre fram, även om ett antal projekt som planeras som fackverkskonstruktioner nu kan återgå till monopile i XL-format. Ett antal projekt som för närvarande är i gång planerar att använda fackverksfundament, inklusive brittiska projekt som Neart na Goithe och Beatrice. Kortsiktigt beskriver några aktörer i Storbritannien potentiella flaskhalsar i leveransen av dessa fundament. Det främsta hindret för att uppnå kostnadspotentialen på längre sikt är en större och jämnare efterfrågan på fackverksfundament, för att upprätthålla befintliga produktionsanläggningar och motivera fortsatta investeringar.

⁵¹ Innwind.eu (2013): Deliverable D4.3.2 – Innovative concepts for bottom-mounted structures

⁵² ORE Catapult (2015): CRMF 2015, Evidence log

⁵³ Innwind.eu (2013): Deliverable D4.3.2 – Innovative concepts for bottom-mounted structures

Även på längre sikt ligger fokus på standardisering och tillverkningsvänlighet samt att möjliggöra för stora turbiner i 10-20 MW klassen (Innwind.eu projektet), där även i kombination med *suction buckets*. Det diskuteras även hybridlösningar av olika material, så som stål, betong och elastomerer för dämpning. Även så kallade *smart-jackets* diskuteras, som använder en frekvensdämpare i turbinnavet för att minska påverkan för hela konstruktionen, fundament och turbin. Alla dessa koncept befinner sig dock i olika utvecklingsfaser.

Suction buckets: Utvecklingen av suction buckets gör framsteg, ett antal demonstrationsprojekt har installerats. Fördelarna är en teoretisk kostnadsbesparing jämfört med vanliga fackverkskonstruktioner som pålas genom snabbare installation och undvikande av bullerfrågor samt minskade HMS-risker vid installation. Ett mätmastfundament har framgångsrikt utvecklats. Det finns än så länge inga kommersiellt installerade *suction buckets*, men ett antal pågående projekt i Storbritannien som åtminstone överväger införandet av *suction buckets* för delar av fundamenten vilket gör en kommersialisering runt 2020 sannolikt. Tekniken är dock inte tillämplig för alla bottenförhållanden utan lämpar sig bäst för homogena sediment, t.ex. i områden med bara sand eller bara lera.

På längre sikt är det sannolikt att trenden för forcerad utveckling av fackverksfundament fortsätter, eftersom fler och fler av de europeiska siktorna med befintliga specifika stödsystem finns på större vattendjup. Detta borde betyda en utveckling av en europeisk leveranskedja mot standardiserade fundament anpassade för storskalig produktion. Samtidigt behöver detta följas av en utveckling av installationsfartyg, vilket i sin tur förutsätter en tillräcklig volym av förutsebara installationer och därmed förutsätter en långsiktighet i stödsystemen.

Kranfria installationer kan kapa installationskostnader för gravitationsfundament vilket kan vara intressant för svenska Östersjöförhållanden. I februari 2015 presenterades Seatowers kranfria installationsteknik för gravitationsfundament på Fécamp Offshore Wind Farm plats utanför Normandie, Frankrike. Demonstrationen var ett samarbete mellan EDF Energies Nouvelles, DONG Energy och WPD Offshore (utvecklare av siten) och Seatower, Eiffage och Jan De Nul. Demonstrationen var mycket framgångsrik, fungerade som förväntat och överträffade kraven, t.ex. vertikaltitet, som hamnade inom 0,1 grader där 0,5 grader krävs.

Flytande fundament behöver en hel del utvecklingsarbete för att kunna kommersialiseras. En signifikant kostnadsreduktion är den viktigaste förutsättningen men det finns också många andra praktiska förutsättningar för att möjliggöra kommersialisering av flytande fundament. Så måste exempelvis hamnarna ge tillräckligt utrymme för att rymma installationsfartyg och komponenter för flytande fundament samt för större turbiner.

Utvecklingsfokus bör ligga på

- Skära ner i det stora antalet möjliga konstruktioner och föreslå ett fåtal kostnadseffektiva lösningar
- modelleringsverktyg måste utvecklas för att simulera hela strukturen och förbättra och validera konstruktionen
- turbinkonstruktion och turbinstorlek måste vara optimerade för användning på flytande fundament
- utveckla lämpliga kontrollsystem
- ny mätteknik och verktyg bör utvecklas för att bedöma vind- och vågförhållanden för siten
- mer forskning behövs inom vak- och turbulenseffekter och hur de påverkar belastningen och rörelser hos flytande plattformar, vilket kan uppnås genom att bygga större demonstrationsanläggningar med fyra eller fem turbiner snarare än uteslutande fundamentprototyper med enskilda turbiner
- undersök tillförlitligheten och kostnadseffektiviteten via demonstrationsprojekt

Kostnadsreduktionsfokus bör ligga på:

- fokusera på ett fåtal användbara koncept som passar serietillverkning
- minimera storleken på fundamenten och därmed materialkostnaden
- minimera installationskostnader
- självinstallerande system måste utvecklas

- mer forskning måste göras på förtöjning och förankringssystem, där industrin borde kunna dra nytta av erfarenheterna från olje- och gas sektorn

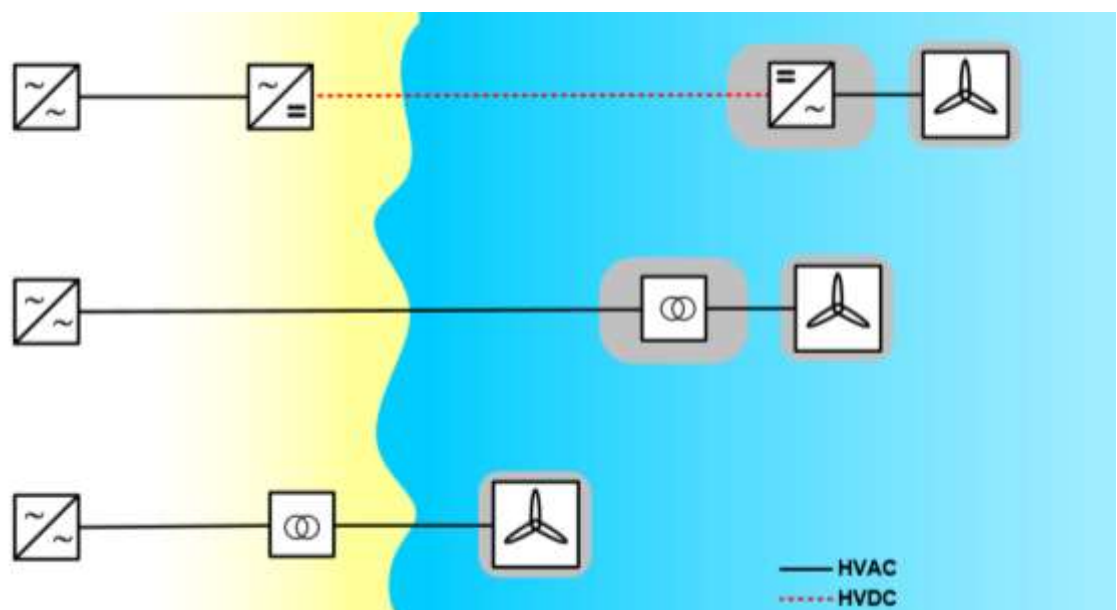
Från ett svensk perspektiv finns tillräckligt mycket potential för havsbaserad vindkraft längs den långa kustlinjen i grunda vatten som tillåter havsbottenförankrade fundament.

2.1.3 Nätanslutning

Nätanslutningen utgör en betydande andel av kostnaden för offshore vindkraft och ligger i intervallet 15-30%⁵⁴. Detta gör att det är mycket viktigt att ta hänsyn till projektets förutsättningar i detta avseende i ännu större grad än för landbaserad vindkraft.

Havsbaserad vindkraft kan anslutas till nätet antingen med HVAC eller HVDC teknik. Vilken teknik som är bäst lämpad beror på en rad faktorer, där avstånd till land och installerad effekt för parken är de viktigaste. Som en tumregel kan anges att vid avstånd större än ca 60-80 km blir kostnaderna för förluster i ett HVAC system såpass stora att det lönar sig att gå över till HVDC. Vid små avstånd kan även transformatorstationen placeras på land då man minskar kostnaden för offshore installationer. Schematiska alternativ för utformning av nätanslutning illustreras i Figur 35:.

Figur 35: Schematiska alternativ för utformning av nätanslutning av offshore vindkraft



Förlusterna i omriktarstationerna som används i HVDC terminaler har minskat kraftigt sedan tekniken introducerades och det kan antas att ytterligare reduktion kommer att ske. Det finns studier som anger att gränsen kommer att gå vid ca 50 km "inom en 5 årsperiod"⁵⁵. Principiell fördelning av kostnader för nätanslutning av offshore vindkraft illustreras i Figur 36.

För anläggningar som placeras nära kusten kan det i vissa fall vara mest kostnadseffektivt att placera transformatorstationen på land. Detta gäller dock bara för de fall som anläggningarna ligger mycket nära kusten. Den besparing som uppstår då man inte behöver bygga en plattform till havs åts snabbt upp av ökade kabelkostnader och stora förluster.

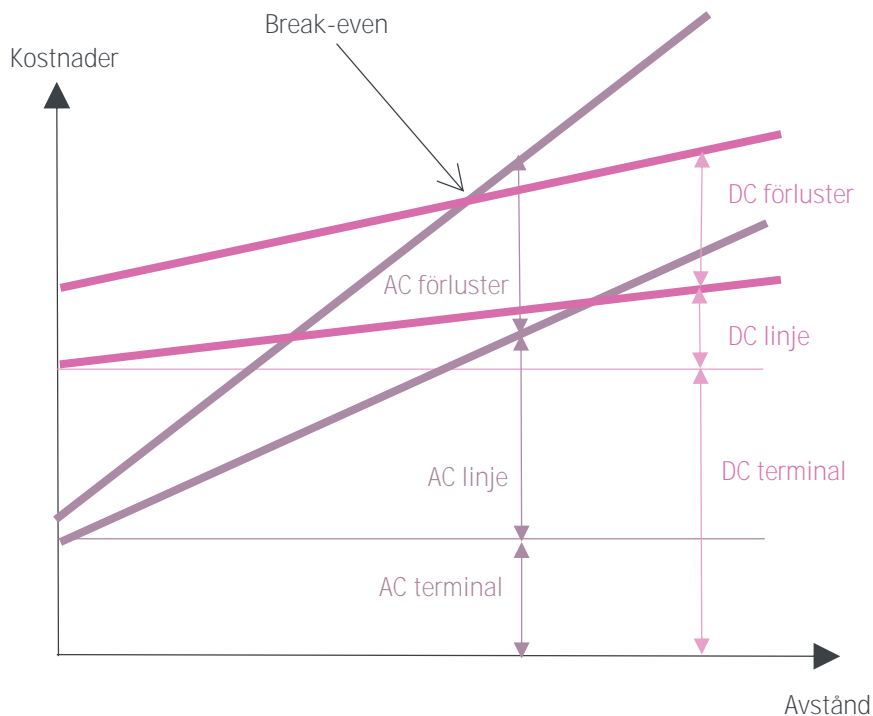
Det är mycket svårt att skaffa en heltäckande bild av marknadssituationen och förväntningar på kostnadsutveckling för kraftkabel. Detta beror på att antalet parametrar som styr kabelsdesignen och lämpliga installationsfartyg är mycket stort, dvs kabel och installationsmetoder skraddarsys för varje specifikt projekt vilket gör att det är svårt att dra generella slutsatser. Hänsyn måste även tas till kabelindustrins

⁵⁴ https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis_wind_power.pdf

⁵⁵ Offshore Wind Market and Economic Analysis, 2014 Annual Market Assessment

digitala karakteristik. En större order har förmågan att fylla hela produktionskapaciteten hos en fabrik under 1-2 år vilket gör att marknadsförutsättningarna förändras väldigt mycket beroende på aktuell beläggning.

Figur 36: Principiell fördelning av kostnader för nätanslutning av offshore vindkraft



Källa: Sweco

Även den framtida tillgången på installationsfartyg är svårt att bedöma. Det finns ett begränsat utbud av fartyg för större kabelinstallationer idag och kraven på fartyget är olika från projekt till projekt. Inom teknik för kabelinstallation finns många olika alternativ och ny teknik och verktyg utvecklas kontinuerligt vilket gör att installationskostnader och möjligheter till kabelskydd utvecklas kontinuerligt. Installationskostnader svarar för en stor del av den totala kostnaden för kraftkabel ($\approx 50\%$).

HVAC teknik får anses vara mogen och någon större kostnadsreduktion är inte att vänta på materialsidan för AC utrustning (ställtverk, transformator mm). För HVAC kabel har den senaste 10-årsperioden skett en viss utbyggnad av produktionskapaciteten. Detta gör att det idag finns en överkapacitet i produktionsledet i Europa, något som dock snabbt kan förändras då större projekt har en tendens att mer eller mindre ockupera hela kapaciteten hos en kabelltillverkare/produktionsanläggning och ta denna ur marknaden under 1-2 år.

Idag är bara ett fåtal av de drifttagna anläggningarna anslutna med HVDC. I takt med att tekniken utvecklas och konkurrensen bland tillverkarna utvecklas kan denna andel förväntas öka. En viss ökning av konkurrens i tillverkarledet har till viss del reducerat priserna för landbaserade HVDC system, det kan antas att detta även kommer att överföras till offshore. Inom HVDC branschen talas det om att marknaden för HVDC kommer att tiodubblas inom de närmaste 10 åren. En stor andel av de offshore projekt som är planerade i Europa och Nordamerika är belägna på större avstånd från land vilket gör att de är beroende på av HVDC teknik. För HVDC kabel finns även där en viss överkapacitet i tillverkarledet, dock är den totala kapaciteten betydligt mindre.

Offshore plattformen som krävs för den elektriska utrustningen skiljer sig åt för HVAC och HVDC, då man för HVDC måste installera betydligt mycket mer utrustning offshore. För HVDC gäller att storleken på de offshore plattformar som krävs är sådan att mindre än ett tiotal varv i världen är kapabla att bygga dessa. Idag utgör kostnaden för plattformen mer än 50% av den totala kostnaden för en HVDC offshore terminal vilket gör att en viktig nyckel för att minska kostnaderna för offshore HVDC stationer är att uppnå lägre kostnader för själva plattformen. Tillverkning av plattformar för HVDC stationer sker på samma typer av varv

som för olje- och gassektorn, vilket gör utvecklingen beroende av marknaden för etablering av nya olje- och gasfält. Denna industri kräver stora investeringar och långa ledtider.

En brittisk studie⁵⁶ anger via sammanställning av ett antal expertutlåtanden att det finns en begränsad optimism till möjliga kostnadsreduktioner för nätanslutning inom de närmaste 5 åren. I studien anges ett medeltal för potential till kostnadsreduktion till 3,8% motsvarande 0,57% totalt på ett projekt där nätanslutningen motsvarar 15% av projektets totala kostnad. Potentialen anses främst finnas i en minskning av installationskostnaden för exportkabeln. En anledning till pessimismen rörande kostnadsutvecklingen är att en större andel av projekten som planeras framöver ligger längre från land vilket ökar komplexiteten samt ställer krav på HVDC teknik. Denna åsikt stämmer väl överens med Swecos uppfattning om förväntningar på framtida kostnadsutveckling.

2.1.3.1 Kostnadsutvecklingspotential inom internt elnät och nätanslutning

Huvudspåren för teknik- och kostnadsutveckling på kort och lite längre sikt är:

- användande av 66 kV teknik för det interna elnätet inom parken
- kompakta HVDC system
- standardisering AC transformator station
- "lätta" (eller distribuerade) överföringssystem
- överutbyggnad ("overplanting") av parken och dynamisk kabel rating
- reaktiv effektkompensering AC plattformar

Utveckling av 66 kV kablar fortsätter men kravet för typprovning före kommersiell distribution försenar användandet. Även om det finns optimism att tillräckliga kabelspecifikationer och standarder som är under utveckling kommer möta projektspecifika behov år 2020, är användandet av 66 kV tekniken inte utan risker. De första 66 kV kablarna kommer sannolikt att installeras på kontinenten av TenneT⁵⁷, som nyligen beordrat 66 kV användning på havsbaserade vindkraftsparker som ansluter till sitt nät. Intervjuer av projektutvecklare i Storbritannien via ORE Catapult tyder dock på en generell tveksamhet att anta 66 kV tekniken innan den visar sig fungera i stor skala, speciellt med tanke på låg produktionskapacitet hos kabelproducenterna och de endast marginella kostnadsfördelarna. Här kan även nuvarande mindre riskbenägna projektfinansieringsstrukturer påverka framtida användning, eftersom finansiärer uppfattar det som att 66 kV teknik innebär en högre risk än användandet av etablerad 33 kV teknik.

Utvecklingen mot kompakta HVDC-system bedöms gå relativt långsamt med sannolikt begränsad användning i projekt innan 2020. Med annonseringen av andra generationens kompakta offshore HVDC-plattformar (t.ex. från Siemens Transmission Solutions^{58 59}), blir förhållandet mellan teknik, avstånd till kust och kostnad mindre tydlig. Avståndet från kusten vid vilken en utvecklare för närvarande överväger HVDC har förskjutits längre bort⁶⁰. Det verkar nu ekonomiskt möjligt att använda AC vid upp till 100 km avstånd från kusten. Kompakta HVDC-system kommer troligtvis användas först i tyska projekt, medan man samtidigt har uttryckt tveksamhet i brittiska projekt. Kostnadsreduktionspotentialen begränsas troligen något av den begränsade marknaden med få leverantörer.

Utvecklingen i standardiseringen av AC-transformatorstationer för offshore tillämpning framskrider, men det finns för närvarande en viss osäkerhet inom industrin om huruvida det är för tidigt att standardisera tekniken på systemnivå. Det pågår arbete på en "referensutformning" för offshore transformatorstationer och projekt som når investeringsbeslut hittills har uppnått standardisering på spänning eller märkeffekt och vissa delsystem är nu standardkomponenter. DONG handlar för närvarande upp 5 standardiserade offshore transformatorstationer och TenneT handlar upp ytterligare fem transformatorstationer baserad på standardiserad design på EU-marknaden. En viktig barriär mot

⁵⁶ Offshore Wind Project Cost Outlook - 2014 edition

⁵⁷ nätoperatören i Nederländerna och Norra Tyskland

⁵⁸ <http://www.energy.siemens.com/us/en/power-transmission/hvdc/innovations.html>

⁵⁹ <http://renews.biz/72971/siemens-thinks-smaller-on-hvdc/>

⁶⁰ Målsättningen i Storbritannien till 2020 är en break-even för HVDC vid 70 km avstånd från kusten

standardisering är dock behovet av landspecifika lösningar, en annan att den begränsade mängden av projekt oftast leder till att projekten blir hanterade just så: projekt för projekt.

Det görs framsteg mot "lätta" (eller distribuerade) överföringssystem. Ett stort kraftbolag har standardiserat sin egen multi-deck OHVS (Offshore High Voltage System) lösning i en "Reference Design" och har även utvecklat ett modulärt distribuerat transformator koncept, vilket har potential att spara upp till 40% CAPEX⁶¹ jämfört med motsvarande tidigare multi-deck OHVS lösning. Det är troligt att tekniken kommer att kontrakteras för ett brittisk projekt med installation 2018. Trots stora möjligheter att minska CAPEX, finns vissa tecken på oro kring ökade kostnader på andra håll i värdekedjan (OPEX). Medan lätta system kan undvika större fartyg som klarar tunga lyft (som används för AC transformatorinstallation), kan påverkan på andra delar av anläggningen omfattning kompensera en del av de potentiella kostnadsreduktioner.

En överutbyggnad ("overplanting") av parken och dynamisk kabel rating kan vara kostnadseffektiv. I stora projekt är det ovanligt att nå maximal elproduktionskapacitet i varje ögonblick på grund av bl.a. ett mer eller mindre ständigt pågående förebyggande underhållsarbete. Där kan så-kallad *overplanting* användas för att utnyttja transmissionsutrustningen bättre, dvs man utnyttjar det faktum att anläggningen mycket sällan levererar 100% av den installerade effekten under någon längre tid. Carbon Trust i UK har bjudit in intresserade parter att göra en detaljerad bedömning⁶², inklusive modellering och simulering, med fokus på interna elnätet och exportkablar.

Utvecklingen i reaktiv effektkompensering för AC-plattformar (*booster stations*) bedöms som "på mål". Tekniken utvärderas i projekt men har ännu inte installerats i Storbritannien. Däremot har DONG Energy handlat upp designen för en *booster station* halvvägs till stranden för Hornsea 1 projektet.

2.1.4 Installation

2.1.4.1 Kostnadsutvecklingspotential inom installation

De viktigaste kostnadspåverkande stegen på kort sikt är:

- Förbättrat väderfönster för installation: bladinstallation vid höga vindhastigheter
- Specialbyggda installationsfartyg för fackverkskonstruktioner
- Optimering av design för fackverkskonstruktioner minskad installationskostnad
- Fundament med förinstallerade turbiner

Att utöka väderfönstret kommer innebära en viktig kostnadssänkning. Installation av blad är idag möjligt för vindhastigheter upp till 15 m/s från tidigare 12 m/s. Installationskostnaden påverkas mycket av de dagliga kostnaderna för installationsfartygen och väderfönstret påverkas bl.a. av vindhastigheten. Det börjar finnas rutiner och utrustning för att i vissa fall klara installation av blad vid vindhastigheter över 15 m/s vilket ökar antalet väderdagar, kortar ner väntetiden och därmed minskade installationskostnader. Det finns dock vissa restriktioner idag avseende varierande driftgränser för kranar och fartyg men dessa kan förväntas överbryggas i närtid.

Det råder brist på installationsfartyg för fundament och denna brist beräknas kvarstå de närmaste åren. Utvecklingen av metoder och utrustning för installation av fundament förväntas fortgå. Kostnadsnivån påverkas av brist på installationsfartyg för "XL-monopiles" och specialbyggda fartyg för fackverkskonstruktioner och det är inte sannolikt att denna flaskhals är löst inom den närmaste 5-års perioden. Fartyg som använder dynamisk positionering behöver utvecklas som ett led för att minska installationskostnader. Dock görs inte dessa investeringar då dagens marknadsosäkerhet inte kan motivera detta.

För fackverkskonstruktioner förväntas utvecklingen leda till minskade installationskostnader framöver. Detta är främst drivet av optimering av design och tillverkning samt användandet av "suction buckets" för enklare och snabbare installation, men är endast användbar på passande havsbotten.

Kostnadsdrivande områden där det förväntas stark utveckling inom de närmaste åren är inom fundament med förinstallerade turbiner samt flytbara fundament. Utveckling pågår av fundament med

⁶¹ I många länder kommer TSO eller OFTO gynnas av denna utveckling

⁶² <https://www.carbontrust.com/about-us/tenders/offshore-wind-accelerator-dynamic-thermal-rating-of-subsea-cables/>

förinstallerade turbiner och samtidigt görs framsteg avseende flytbara gravitationsfundament. Även om inga kommersiella projekt finns, så finns demonstrationsanläggningar på idéstadiet. Tre mätmaster har dock installerats med hjälp av flytbara betonggravitationsfundament: Fecamp (Frankrike), Inch Cape (UK) och Moray (UK). För närvarande överväger utvecklare flytbara betonggravitationsfundament endast för ett begränsat antal projekt. Konceptet kan vara lämpligt för Östersjön.

2.2 Teknikutvecklingsscenarier fram till 2035

Vi avgränsar våra teknikutvecklingsscenarier till horisontalaxlade turbiner som utgör dagens state-of-the-art. Vi behandlar inom ramen för detta uppdrag inte vertikallaxlade turbiner eller disruptiva utvecklingar som multi-rotor maskiner eller helt andra tekniska lösningar som t.ex. kitedrivna lösningar.

Sweco har tagit fram tre scenarier för teknisk utveckling av turbinmodeller fram till 2035: 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 avser att belysa utfallsrummet.

Utgångspunkt i scenarioanalysen har varit utvecklingen av rotorstorlek. Förhållandet mellan svept area och generatorstorlek, turbinens specifika effekt (W/m^2), har antagits vara densamma som för dagens state-of-the-art turbiner (ca $380W/m^2$). I praktiken lanseras nya modeller vanligtvis med mindre generatorer för att sedan successivt skalas upp. Detta bedöms dock ej inverka på modellens resultat och har därför inte särskilts.

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. Vindens variation med höjden är begränsad off-shore och tillkommande kostnader för större fundament överstiger värdet av större produktion vid uppskalning av navhöjder.

För förståelsen av kapitlet är det viktigt att skilja mellan *turbinutveckling* och *turbinanvändning*. Med turbinutveckling menas tekniska innovationer, optimering av teknik och framtagandet av nya modeller. Som branschen ser ut är det dock inte alltid de senaste modellerna som realiserar i projekt (anledningarna till detta diskuteras senare i kapitlet). Turbinanvändning innebär den teknik som verkligen realiserar i projekt, det vill säga den teknik som vid en given tid når volym.

Tabell 6: Swecos turbinscenarier fram till 2035

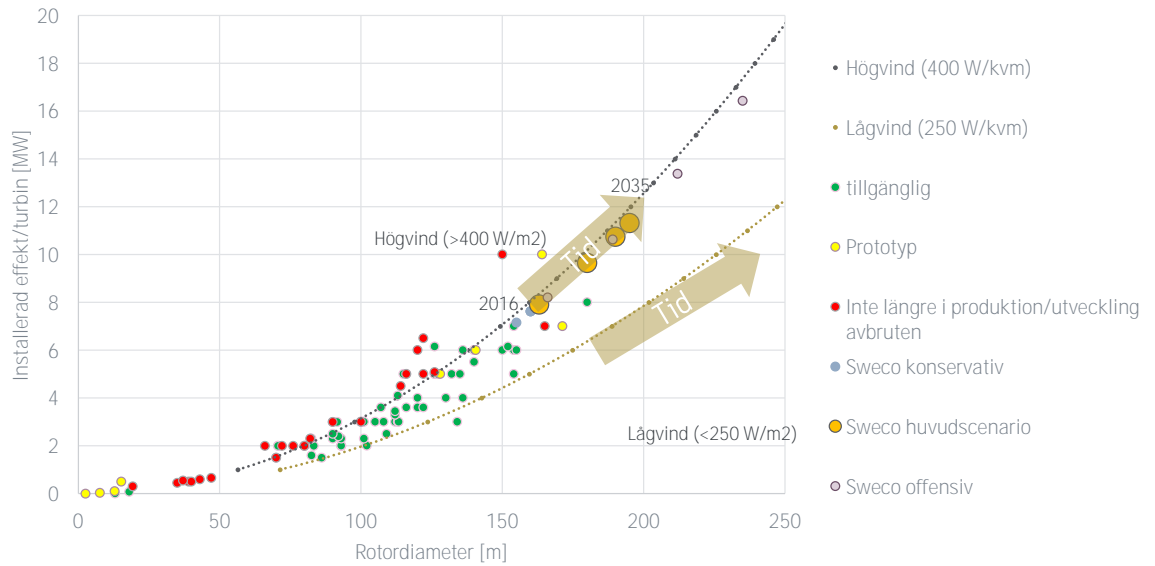
	2020	2025	2030	2035
Konservativt	Sweco S155-7.1 MW	Sweco S160-7.6 MW	Sweco S160-7.6 MW	Sweco S160-7.6 MW
Huvudscenario	Sweco S163-7.9 MW	Sweco S180-9.6 MW	Sweco S190-10.7 MW	Sweco S195-11.3 MW
Offensivt	Sweco S166-8.2 MW	Sweco S189-10.6 MW	Sweco S212-13.4 MW	Sweco S235-16.4 MW
Östersjön	Sweco S173-7.9 MW	Sweco S191-9.6 MW	Sweco S202-10.7 MW	Sweco S207-11.3 MW

Källa: Sweco

Turbinmodeller anges på formen Sweco SYYY-X.X där X.X anger generatorstorlek i MW och YYY rotordiameter i meter. Skillnaden mellan scenarierna är förhållandevis stor vilket innebär att förväntat utfallsrum är stort. Detta beror givetvis av att bedömning av teknik 20 år framåt i tiden är mycket svår att göra.

Figur 37 visar en överblick över den historiska turbinutvecklingen samt Swecos scenarier fram till 2035.

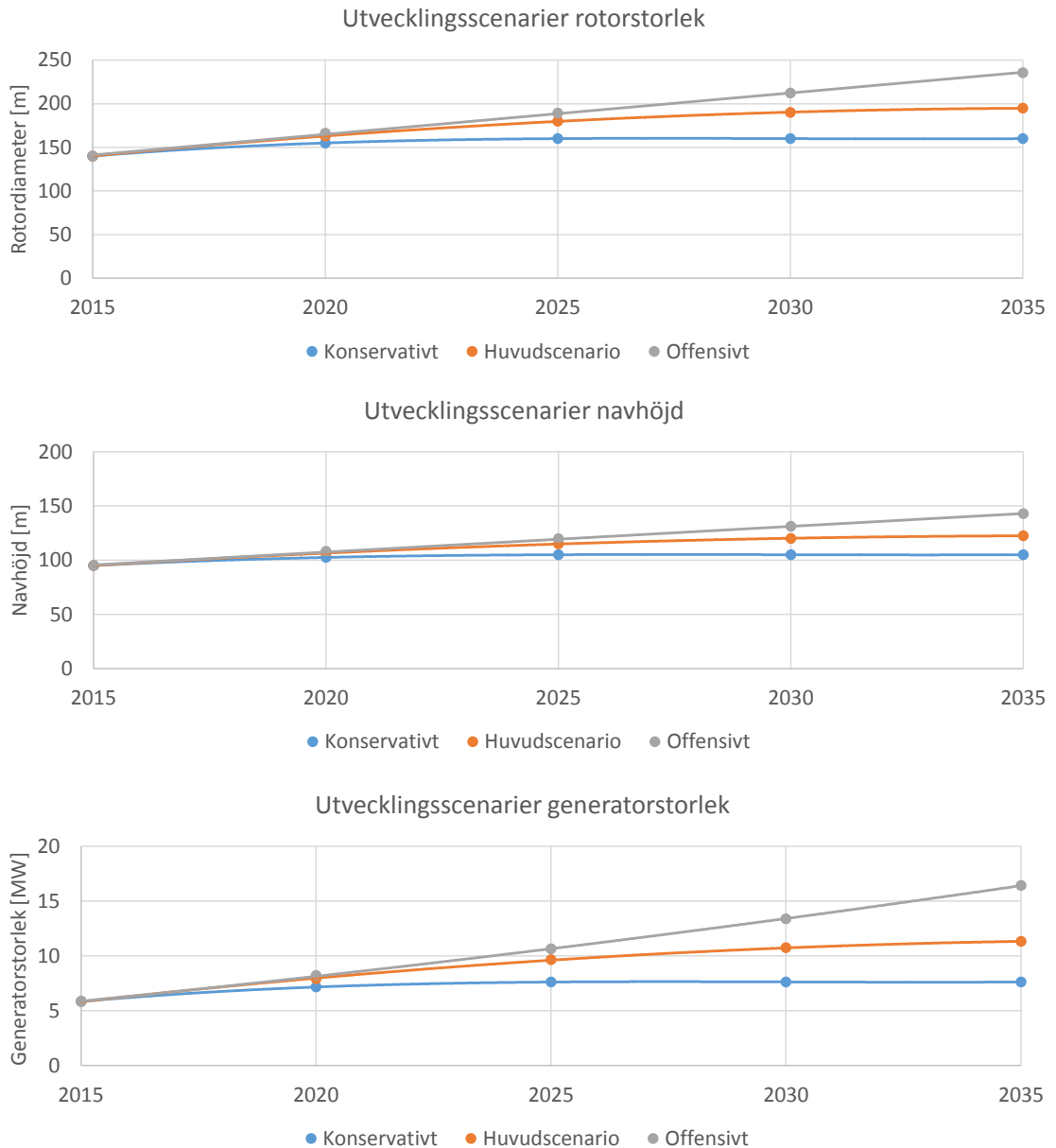
Figur 37: Historisk turbinteknikutveckling och Swecos scenarier fram till 2035



Källa: Sweco, turbintillverkarna

Figur 38 sammanfattar de scenarierna för teknisk utveckling avseende rotordiameter, navhöjd och generatorstorlek.

Figur 38: Teknisk utveckling avseende rotordiameter, navhöjd och generatorstorlek



Källa: Sweco

2.2.1 Huvudscenario

I Swecos huvudscenario förväntas utvecklingstakten av turbindimensioner att avta. Detta ses som en naturlig följd av att vindkraftbranschen som helhet 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 mot att istället effektivisera befintliga plattformar.

De projekt som idag godkänns investeringsbeslut för använder inte alltid de senaste turbinmodellerna, vilket kommer av att ny teknik inte alltid är mest lämplig att använda sett ur ett tekniskt-ekonomiskt perspektiv. De som investerar i havsbaserad vindkraft idag värdesätter beprövad teknik och inarbetade metoder för installation och underhåll. Detta leder till tidsförskjutningar avseende vilka turbinmodeller som är volymdrivande (ny teknik fasas in över tid).

En expertundersökning som genomförts inom ramarna för IEA Wind Task 26 (Wiser, R 2016) visar att marknaden är förhållandevis överens om en avtagande takt på teknikutvecklingen. Swecos huvudscenario

överensstämmer väl med resultaten från denna undersökning avseende dimensioner på volymdrivande turbiner 2030.

2.2.2 Offensivt scenario

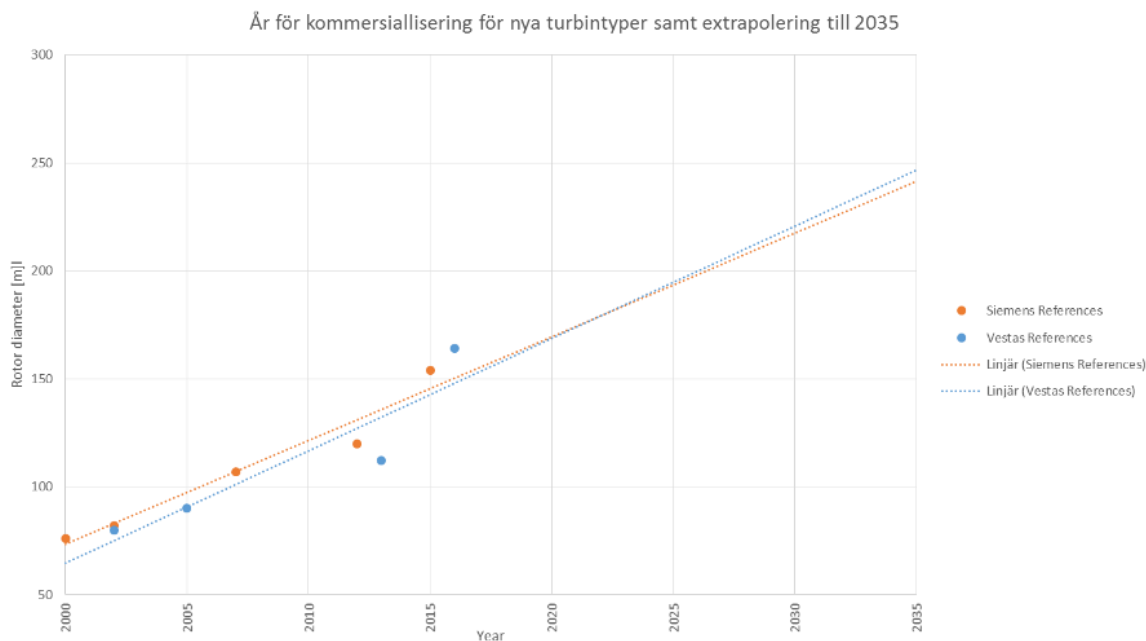
I Swecos offensiva scenario antas att leverantörer av vindkraftverk kommer att fortsätta utveckla nya modeller i en takt som motsvarar den som vi historiskt sett i branschen. Erfarenheter från landbaserad vindkraft visar att marknaden alltid underskattat verklig utvecklingstakt avseende turbindimensioner. I detta scenario antas marknaden finna lösningar till de tekniska utmaningar som större dimensioner innebär. Marknadens snabbt ökande efterfrågan och dess behov kommer att driva på innovationer gällande material och komponenter till turbinerna.

I Swecos offensiva scenario antas implicit att ny teknik kommer att vara lönsam (låg LCOE) och att det därmed är den senaste tekniken (state-of-the-art) som kommer att realiserats i projekt.

Vid framtagande av detta scenario har år för lansering av nya modeller studerats tillsammans med de nya modellernas rotorstorlekar. Sweco har utgått från de modeller som lanserats av Vestas och Siemens då dessa aktörer tillsammans står för en absolut majoritet av de installationer som gjorts.

För Siemens turbiner är förhållandet mellan kommersialiseringsår och rotordiameter förhållandevis linjärt. Sambandet är inte lika tydligt för Vestas. Görs en extrapolering fram till 2025 baserat på de två tillverkarna ser vi överensstämmande resultat, se Figur 39. Utökas extrapoleringen till 2035 förespråkar Vestas något större dimensioner. Siemens är marknads enskilt största aktör och Sweco har därför valt att lägga sitt offensiva scenario i linje med resultaten från Siemens.

Figur 39: År för kommersialisering av nya turbiner samt extrapolering fram till 2035



Källa: Sweco

2.2.3 Konservativt scenario

I Swecos konservativa turbinscenario kommer ingen fortsatt utveckling mot större turbiner att ske från dagens nivåer. Tillverkarna kommer att flytta fokus till att utveckla och optimera befintliga plattformar. 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.

Den snabba utveckling som vi sett har inneburit att tekniken inte haft tid att testas och mogna vilket lett till barnsjukdomar samt höga installations- och OPEX-kostnader. I Swecos konservativa scenario förväntas framtida teknisk-ekonomiska analyser visa att större turbindimensioner varken är mer lönsamma, framförallt pga. överproportionellt ökade fundamentkostnader, och/eller tekniskt realistiska.

2.2.4 Östersjöscenari

I Swecos Östersjöscenari antas att marknaden för Innanhavsteknik kommer att vara tillräckligt stor för att motivera utveckling av en anpassad turbintyp. För att det ska vara motiverat att ta fram en plattform särskilt anpassad till de förutsättningar som råder i Östersjön (samt övriga områden med liknande förutsättningar) krävs en förväntad stor produktionsvolym.

Avseende dimensioner har Östersjöturbinen antagits ha samma generatorstorlek som huvudscenariot. Rotorstorleken har sedan anpassats till att motsvara förhållandet hos en klass IB/IIA turbin. Som utgångspunkt till omskalningen av rotorstorlek har Vestas V117 3.6 MW använts. Anledningen till att denna turbintyp valts är (i) den har efterfrågad designklass och (ii) en studie som genomförts i Tyskland⁶³ visar att normerade effektkurvor från turbinmodeller från samma turbintillverkare sammanfaller väl. I syfte att göra en rättvis bedömning mellan Östersjöscenariet och övriga scenarier har det därför ansetts lämpligt att utgå från Vestas även här (V164 8.0 MW har använts i övriga scenarier enligt ovan).

2.2.5 Prestandaförbättringar

Turbinernas prestanda kommer att förbättras i takt med den tekniska utvecklingen. En brittisk studie (BVG Associates and KIC InnoEnergy, 2016) visar att störst potential till förbättringar finns i turbinens rotor tillsammans med driftoptimering. Viss utvecklingspotential bedöms också finnas i innovationer rörande övriga komponenter i turbinen.

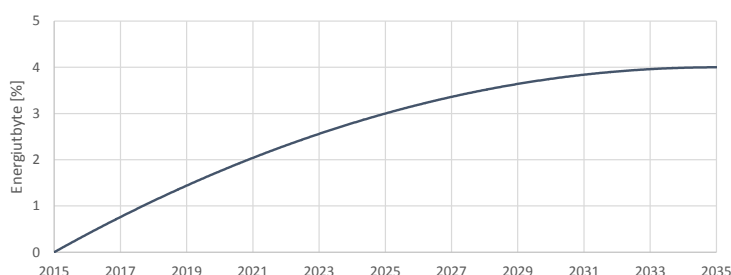
Avseende turbinens rotor bedöms störst utvecklingspotential härröra till aerodynamiska egenskaper samt konstruktioner som tillåter högre hastigheter (tip-speed). Utvecklingen av dessa parametrar drivs till stor del av ökande erfarenhetsvärlden i branschen.

Framsteg inom drift av turbiner kommer att innebära att turbiner har bättre reglersystem för pitching av blad samt girning (yaw-alignment). Detta kommer att drivas ytterligare av att nacellmätning med lidar blir mer standard och ger bättre input till turbinernas reglersystem.

Förbättringen av turbinernas prestanda förväntas innebära en genomsnittlig ökning av turbinernas energiutbyte med 1 % per fem år eller 4 % för hela den studerade perioden. Detta under förutsättningen att alla yttre faktorer hålls konstanta. 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 ($C_p \approx 0,59$).

Funktionen för prestandaförbättring presenteras i Figur 40. Denna funktion appliceras i processen med att ta fram effektkurvor enligt kapitel 2.2.6. Utvecklingskurvan överensstämmer förhållandevis väl med den Brittiska studie som genomförts med horisont 2025.

Figur 40: Funktion för prestandaförbättring hos turbiner



Källa: Sweco

2.2.6 Effektkurvor för framtida turbiner

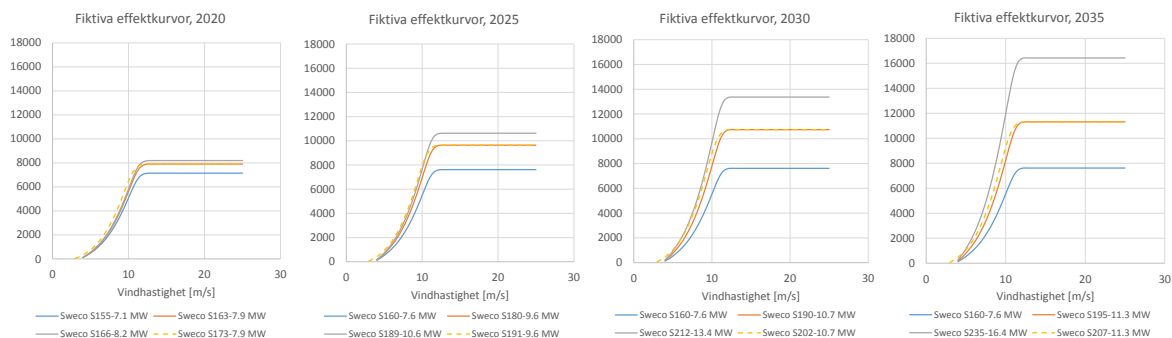
Fiktiva effektkurvor har tagits fram för de turbiner som ingår i scenarioanalysen genom skalning av dagens state-of-the-art turbiner. Effektkurvor för dagens state-of-the-art turbiner har skalats upp baserat på svept area. Tillvägagångssättet har verifierats genom att metoden applicerats på äldre och mindre

63 .

turbinmodeller i syfte att förutspå effektkurvan hos nya turbiner (av samma märke). Resultaten från denna undersökning visar på väldigt bra överensstämmelse. Hypotesen bekräftas ytterligare av en tysk studie⁶⁴ (Hartkopf, T) som visar att normerade effektkurvor för olika storlekar på turbiner från samma tillverkare överensstämmer väl.

Den förväntade prestandaförbättring som diskuteras i avsnitt 2.2.5 appliceras på de uppskalade effektkurvorna. Förbättringen förväntas gälla likvärdigt för alla delar av effektkurvan upp till ca 11 m/s. Efter denna vindhastighet fasas pålägget ut då vi inte vill att turbinernas märkeffekt ska påverkas. Effektkurvor för fiktiva turbiner 2020, 2025, 2030 och 2035 redovisas i Figur 41.

Figur 41: Effektkurvor för fiktiva havsbaserade Swecoturbiner



Källa: Sweco

2.3 Kostnadsanalys

2.3.1 Metod

I denna del analyserar Sweco hur stor potentialen är för reduktion av produktionskostnader för innanhavsteknik (havsbaserad vindkraft i innanhavsmiljö) inom en 20-årsperiod för två utvecklingsspår:

- Ingen ytterligare utbyggnad sker av innanhavsteknik i Östersjön (utbyggnad i resten av EU enligt gällande planer)
- Utbyggnad i Östersjön på mellan 5 – 30 TWh med innanhavsteknik (linjärt mellan 2015 och 2035)

I analysen tas hänsyn till innanhavsrelevanta faktorer som lägre salthalt och lägre våghöjd samt isförhållanden. Utifrån de identifierade områdena i analysen av den tekniska potentialen definierar vi ett antal typprojekt för havsbaserad vindkraft. Typprojekten definieras utifrån huvudsakliga parametrarna avstånd från land, vattendjup och vindhastighet.

För dessa typprojekt diskuterar och simulerar vi den möjliga teknikutvecklingen för de viktigaste komponenterna, framförallt turbiner och fundament, separat. Analysen utgår ifrån en litteraturstudie och kompletteras med Swecos egna analyser samt intervjuer med branschaktörer, med avsikten att ge en god helhetsbild över den potentiella kostnadsutvecklingen.

För turbinutvecklingen bestämmer vi standardturbiner per år inklusive generatorstorlek och effektkurva, vilket skaleras utifrån befintliga offshore-turbiner, som beskrivits i tidigare kapitel. Vi använder vårt kostnadsanalysverktyg WindCostimator – anpassad för offshore - för att bestämma och visualisera framtida kostnader för olika scenarier och teknikspår. I OffshoreWindCostimator beräknar vi utgående från vindhastigheten både brutto- och därefter nettoproduktionen som tar hänsyn till förlusterna.

Resultaten från dessa två scenarier jämförs med

- Havsbaserad vindkraft i allmänhet ("Nordsjöteknik")
- Landbaserad vindkraft (vi använder Sweco's egen data)

⁶⁴ Hartkopf, T.

I samtliga scenarier gäller samma antagande för utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Nordsjön användas. Analysen sammanställs i en pedagogisk och tilltalande grafisk form. Den uppskattade kostnadsreduktionen kommer att redovisas i såväl relativa (%) som i absoluta termer (EUR/MWh). Kostnadsreduktionen för innanhavsteknik ställs upp i en kostnads-utbyggnadskurva där produktionskostnaden är en funktion av utbyggnaden, inom intervallet 5 – 30 TWh.

2.3.2 Kostnadspåverkande faktorer

Det finns en stor mängd kostnadspåverkande faktorer. Vanligast att tänka på är den tekniska utvecklingen och dess påverkan. Minst lika viktigt är dock utvecklingen i ekonomin som påverkar finansieringskostnaden via WACC, stålpriset och kopparriset som påverkar torn- och fundamentkostnaden samt elnätkostnaden betydligt. Vi kommer därför även belysa dessa faktorer i vår analys.

2.3.2.1 Förutsättningar i Östersjön och andra hav

Det finns en del väsentliga skillnader i kostnadsdrivande faktorer mellan Östersjön och Nordsjön. Dessa har sammanställts i Tabell 7..

Tabell 7: Skillnader i kostnadsdrivande faktorer mellan Nordsjö och Östersjö

Parameter	Skillnad Östersjön jämfört med Nordsjön	Möjlig effekt för Östersjön (jämfört med Nordsjön)	Kostnads-/Intäktspåverkan
Medelvind	I Nordsjön är medelvinden runt 8,5-10,5 m/s medan den är cirka 0,5-1 m/s lägre i Östersjön	Lägre produktion om man antar samma turbin som i Nordsjön (cirka 5-6% lägre). Alternativt antas olika turbiner, vilka då är anpassade till site. I Nordsjön har man idag inte tagit fram olika turbiner för olika sites. Det tycks mer sannolikt att använda högvinds- och „lågvids“turbiner snarare än att producera turbiner efter Nord- och Östersjöteknik.	Lägre medelvind leder till lägre produktion leder och lägre intäkter, om man antar samma turbinval.
Extremvind	Lägre extremvind, lägre andel extremvind	Givet att det är lägre extremvindar i Östersjön påverkar inte så länge extremvinden för varje site är lägre än turbinens designgräns. Påverkar inte fundamentdesign Bättre tillgång till site, eftersom väderfönstret är större i Östersjön Kortare byggtid, lägre risk, mindre väntetid pga väderfönster Optimering turbinval: möjlighet att bygga turbiner med större rotordiameter vid samma fundamentstorlek som i Nordsjön, alt. bibehålla samma rotordiameter och reducera installerad effekt för att öka antal fullasttimmar Oklart om skillnaden i extremvind motiverar en lägre turbinklass och därmed <i>potentiellt</i> billigare turbiner. Valet beror slutligen på att dessa turbiner a) finns och b) verkligen kommer vara billigare; hittills har riskaversa investerare inte vågat satsa på annat än "Nordsjöteknik"	Troligtvis ingen större skillnad i CAPEX/MW mellan turbiner i olika turbinklasser; finns iaf inga tillgängliga offshore turbiner fundamentkonstruktionen påverkas inte nämnvärd, jämförbar CAPEX Högre access och kortare avbrottsid vid oplanerat underhåll. Vid samma turbin som i Nordsjön fås mindre risk för oplanerade avbrott

Vind-skjuvning	Påverkas mer av landmassor	Ökad belastning pga högre vindskjuvning orsakade av mesoskaliga fenomen såsom Low level jets och sjöbris.	Påverkar turbinval; är dock inget problem enligt projektörerna
Vattendjup	Längre kuststräcka med grunt vatten	De verk som byggs i Nordsjön byggs antingen kustnära (där det är grundare) eller på grund/rev längre ut. Kan ändå sägas att Östersjön har mer områden med begränsat vattendjup, vilket skulle möjliggöra billigare fundament och installation av dessa än på djupare vatten	Ingen principiell utan mer än en projekt-/platspecifik kostnadsskillnad
Våghöjd	Genomsnittlig våghöjd cirka 1 meter lägre	Bottenförankrade fundament kan evtl. byggas lite lägre än i Nordsjön Fler väderdagar att kunna ta sig ut till parken Boatlanding blir enklare, även för flytande fundament Eventuellt något lägre korrosionsrisk på grund av minskat stänk	Kortare fundament i Östersjön (men också längre torn än i Nordsjön som dock är billigare än fundament) Högre tillgänglighet i parken Lägre DoU-kostnad eftersom väntetiden är kortare och enklare/mindre fartyg kan användas Korrosionsskyddet har begränsad CAPEX påverkan
Strömmar	Lägre strömmar	Mindre påverkan på fundament. Dock kräver de olika typerna av havsbotten i regel ändå olika sorters fundament, vilket minskar jämförbarheten. (hur dimensionerade är strömmar för fundamenten; gravitationsfundament utsätts mer för erosion i Nordsjön, vilket kräver erosionsskydd)	Lite högre fundament CAPEX för erosionsskydd i Östersjön
Tidvatten	Vid Nordsjökusterna kan tidvattnet vara mer än 10 meter medan det i princip inte är tidvatten i Östersjön	Hade större påverkan förut när "boatlanding" vid olika vattennivåer krävde stege, idag gör man ofta så att man förtöjer och lägger en bro till fundamentet. Dock något enklare ändå i Östersjön eftersom man kan gå direkt på fundamentet.	På det stora hela begränsad inverkan driftkostnader och tillgänglighet.
Bottenförhållanden	Nordsjön har lösare sedimentära avlagringar med sand, medan Östersjöbotten är hårdare	Östersjön lämpar sig sällan för monopiles. Istället passar exempelvis gravitationsfundament eller fackverksstrukturer bättre. Gravitationsfundament har ofta lägre investeringskostnader samt lägre underhållskostnader än stålbaseade. Problem med vandrande sandbanker undviks till stor del, då detta inte alls är lika utbrett i Östersjön. Detta spelar främst roll vid kabelläggning.	Detta är delvis plats specifika faktorer, inte bara Östersjö/Nordsjö-specifika faktorer
Salthalt	Nordsjön har saltare vatten	Trots att Nordsjön har saltare vatten påverkar dock ändå inte korrosionen betydande. Kombinationen av salt och fuktighet gör att korrosionsskydd krävs i bägge fallen. Påverkan på CAPEX är litet. OPEX-påverkan är inte fastställd men det finns indikationer på ett fåtal procent.	Mycket begränsad kostnadspåverkan på turbinen. Eventuellt något högre kostnadspåverkan på fundamentet.
Avstånd till land	Längre kust samt fler kustnära möjliga platser att bygga på	Enklare logistik och transport vid bygg samt DoU Kortare transfertider, möjlighet att operera vid kortare väderfönster Minskat behov av att använda helikopter	Lägre DoU-kostnad Billigare elanslutningar (har dock begränsad företagsekonomisk betydelse om SvK tar över ansvaret)

Is	Betydligt större risk för nedisning i Östersjön	Fundamenten måste designas så att de passivt kan bryta isen. Två plattformar eller uppvärmning kan krävas för att säkerställa säker ombordstigning. Kostnadsökningen är dock begränsad (beror dock på hur långt norrut det blir). Packis norr om Forsmark kan vara problematisk för kabelskydd	Dyrare kabelskydd främst på grunda områden och vid landtagning (både intern nätet och elanslutning till nätet) Genom observation av faktiska isförhållanden kan landgången läggas där det är minst isproblem
----	---	---	---

Källa: Energimyndigheten, STP, Sweco

Enligt modellerad data är medelvindhastigheten på 75m höjd 0,5-1,5 m/s lägre i Östersjön än i Nordsjön. Dessa resultat ligger i linje med resultat från mätmasterna FINO 3 i Nordsjön och FINO 2 i södra Östersjön⁶⁵. Sett till öppet hav har enligt ERA-Interim, en global återanalysmodell producerad av ECMWF⁶⁶ (European Center for Medium Range Weather Forecasts) södra Östersjön samt Bottenhavet högre medelvind än Östersjön och Skagerakk/Kattegatt. Lägst medelvind hittas i Bottenviken. Längs med kuststräckorna har södra Östersjön samt Östersjön högre medelvind än övriga vatten. För att få en uppfattning om detaljerade skillnader krävs att titta på mer högupplösta modeller (mesoskala). Det bör också påpekas att FINO 1, som även den står i Nordsjön, men på en sydligare breddgrad än de andra två masterna uppvisar en lägre årsmedelvind än FINO 2, vilket gör det tydligt att vindklimatet har lokala variationer även över hav.

För underhåll vid oplanerade driftavbrott är chansen större för snabb access i Östersjön än i Nordsjön. De flesta lågtryck över norra halvklotet följer västvindsbältet in över Skandinavien, d.v.s. det är oftast samma lågtryck som passerar Nordsjön som något dygn senare når Östersjön. Lågtrycken når oftast sin kulmen över Atlanten eller Nordsjön och har redan börjat försvagas när de kommer fram till Östersjöområdet.

Generellt kan sägas att extremvinden följer skillnad i medelvind mellan siter, en högvindssite kommer ha högre extremvind än en lågvindssite. Med det kan det antas att Östersjön som helhet har lägre extremvind än Nordsjön, dock är detta inte applicerbart för alla jämförande siter.

Low level jets och sjöbris är mesoskaliga väderfenomen som ger stor vindskjuvning och är frekvent förekommande i Östersjön. Båda fenomenen uppstår genom kraftiga temperaturskillnader mellan land och hav och i Östersjön kan denna temperaturskillnad vara så stor som 20 grader Celcius. Low level jets uppstår vid stabil skiktning under våren, det blir då vindstill vid marken men på 100-500 m höjd kan vinden vara 10-20 m/s. Detta innebär visserligen ökad medelvind men ger också stor vindskjuvning och ökar lasterna på vindkraftverken.⁶⁷ Sjöbris uppstår varma sommar dagar och innebär en ökning av vinden i låg nivå in mot land men också en ökning av vinden ut från land på hög höjd. Sjöbris förekommer inte i samma utsträckning vid den danska Nordsjökusten pga. att förhärskande vindriktning oftare är västlig än ostlig. Inga av dessa beskrivs dock som kritiska i våra diskussioner med projektörerna⁶⁸.

Svenska farvatten beskrivs ofta som hav med goda förutsättningar för etablering av havsbaserad vindkraft. Detta baserat på faktorer såsom låg salthalt, avsaknad av tidvatten, långa kuststräckor med grunt vatten, låg våghöjd samt låga extremvindar. Utifrån tre av dessa parametrar har en global jämförelse gjorts med syfte att hitta hav med liknande förutsättningar. Resultatet presenteras i Figur 42.

De ljusblå staplarna representerar innanhav och de mörkblå öppet hav. Som innanhav definieras förutom stora sjöar, bihav, randhav och medelhav. Öppet hav definieras som oceaner. Östersjön är vad som kallas ett medelhav, medelhav i sin tur benämns som ett bihav till en ocean, som tränger djupt in i kontinenterna. Förutom själva Medelhavet är Persiska viken och Mexikanska golfen exempel på medelhav. Randhav är havsområden som endast ofullständigt kan avgränsas från oceanerna genom öar och halvöar. Exempel på randhav är Nordsjön, Irländska sjön och Japanska havet. Stapeln långt still vänster i varje bild är Östersjön

⁶⁵ <http://www.fino2.de/en/>

⁶⁶ <http://www.ecmwf.int/en/research/climate-reanalysis/era-interim>

⁶⁷ Svensson et al Stable atmospheric conditions over the Baltic Sea: model evaluation and climatology, ISSN 1979-2469, 2016

⁶⁸ Diskussioner med Nätverket för havsbaserad vindbruk

och den ljusblå streckade linjen visar Östersjön som referens. Tomma staplar betyder att data inte har kunnat säkerställas för den platsen.

I jämförelsen ses att vatten med lägre salthalt än Östersjön är främst insjöar. Andra hav med bräckt vatten är t.ex. Vita havet, Kaspiska havet, Svarta havet, bukter längs med amerikanska ostkusten och bukter i Japanska havet.⁶⁹

Östersjön saknar i princip helt tidvatten och svenska farvatten på västkusten har mycket liten tidvattennivå. Det finns flertalet hav och insjöar med liknande låga tidvattennivåer runt om i världen. Höga tidvattennivåer hittas t.ex. i Engelska kanalen och Irländska sjön.

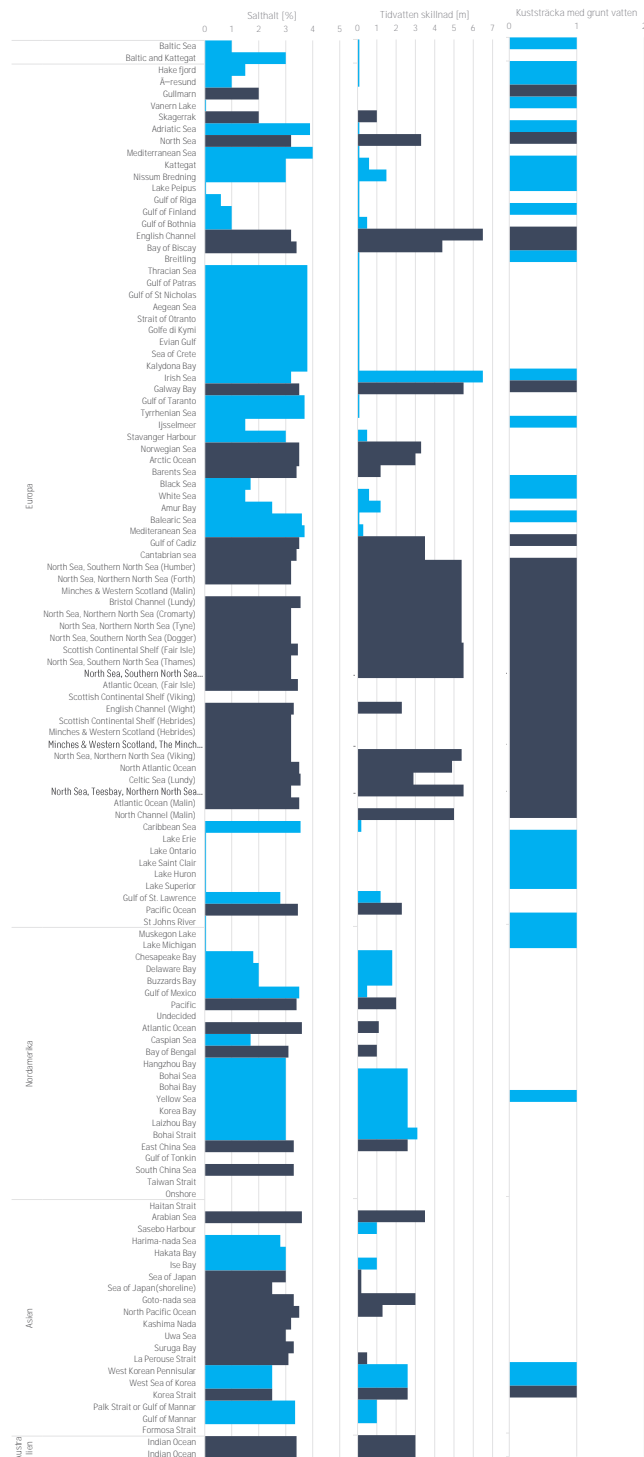
Östersjön har långa kuststräckor med vattendjup i storleksordningen 10-20 m upp till 20 km ut från kusten. Kuststräckor med bottendjup av samma storleksordning hittas främst i Europa och Nordamerika, men även på vissa platser i Asien.⁷⁰

Extremvindar är en viktig jämförelseparameter. Inom ramen för detta arbete har det dock inte funnits möjlighet för en sådan kartläggning på global nivå.

⁶⁹ <https://www.nodc.noaa.gov/OC5/woa13fv2/index.html>

⁷⁰ <http://www.bodc.ac.uk/projects/international/gebco/>

Figur 42: Viktiga parameter för svenska farvatten i internationell jämförelse (salthalt, tidvatten och kustnära sträckor med grunt vatten)



2.4 Marknad och leveranskedja

2.4.1 Konkurrenssituationen

Konkurrenssituationen inom turbin tillverkning präglas idag av de två stora aktörerna, Siemens och Vestas. Framförallt dessa två har utvecklat allt större turbiner för att behålla försprånget och marknadsandelar. Detta kan antas ha betydelse för prissättningen. En offensiv teknikutveckling som vi skissar som ett möjligt scenario kan därför ses som en strategi att behålla försprånget och avståndet till konkurrenterna. Vi tar

hänsyn till detta i kostnadsanalysen. På samma sätt tar vi hänsyn till ökad prispress i det konservativa teknikutvecklingsscenario, där utvecklingen i princip står still och konkurrenterna måste antas komma ikapp vilket ökar prispressen på de stora turbinleverantörerna.

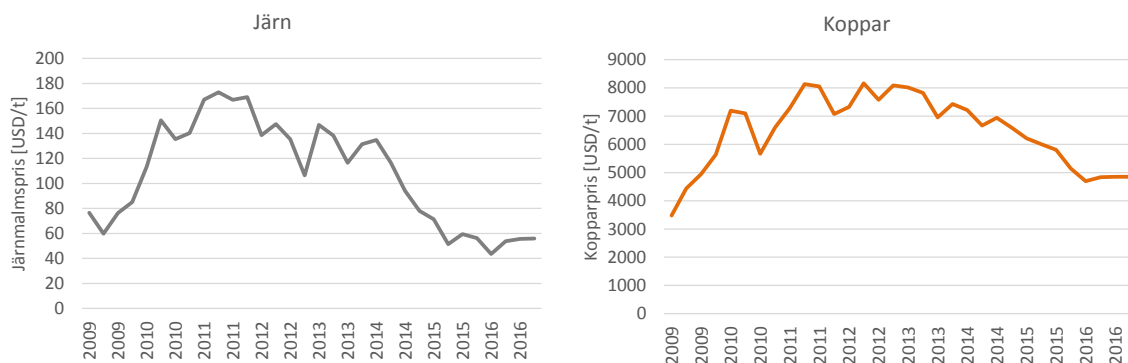
2.4.2 Samarbete och synergieffekter mellan olika projekt

Det är klart att samordningseffekter finns inom både projektering, upphandling av turbiner, utveckling av fundament osv. för aktörer som kan samla flera liknande projekt i sin portfolio, t.ex. E.ON med danska Rödsand och svenska Kårehamn eller DONG med flera danska projekt och Borselle projekten i Nederländerna. Dessa effekter är dock för projekt- och aktörsspecifika för denna analys och beaktas inte.

2.4.3 Andra externa faktorer

Stål- (indirekt järnmalm) och kopparpriset spelar en relativt stor roll för turbin- och fundamentkostnaden för monopiles och fackverk. För monopiles är materialkostnadsandelen runt 50%, medan den för fackverkskonstruktioner är mellan 20-30%. Eftersom vi idag har mycket låga stålpriser finns därför en risk för materialkostnadsökning. Vi har dock räknat med dagens priser även framöver. En känslighetsanalys genomförs inte inom ramen för detta projekt.

Figur 43: Utveckling av koppar och järnpriset 2009-2016



Källa: Thomson Reuters

2.5 Finansiering

För kapitalintensiva kraftslag som havsbaserad vindkraft är finansieringskostnaden extremt viktigt. Därför diskuteras nedan den viktigaste faktorn utöver CAPEX, WACC.

2.5.1 Investerares avkastningskrav

Avkastningskrav reflekterar den avkastning en tillgång ska generera för att täcka affärsmässiga och finansiella risker. Avkastningskraven skiljer sig åt mellan olika verksamheter och företag och beror på en mängd faktorer. Var pengarna kommer från spelar stor roll för vilka aspekter som är viktiga för en investerare och vilken avkastning de eftersträvar samt hur de värderar risker. För att ytterligare addera till komplexiteten kring investeringsbeslut är investerarna inte alltid enbart rationella, utan styrs även av beteende. Det är människor som fattar besluten, och hur olika människor förhåller sig till risker och beslut formas av tidigare erfarenheter och motivation.

För att beräkna avkastningskrav vid investeringar används ofta kalkylräntan som metod. Kalkylräntan representerar alternativkostnaden för en investering. För kapitalintensiva investeringar såsom kraftproduktion, där kapitalkostnaden är en avgörande faktor, används oftast Weighted Average Cost of Capital (WACC) för att beräkna kalkylräntan.

Att beräkna en WACC är komplicerat och det är inte möjligt att gå in på alla delar i den omfattning som skulle behövas för att skapa en heltäckande bild men för att ge en översiktlig bild av hur WACC beräknas och vilka faktorer som påverkar ges här en kort beskrivning.

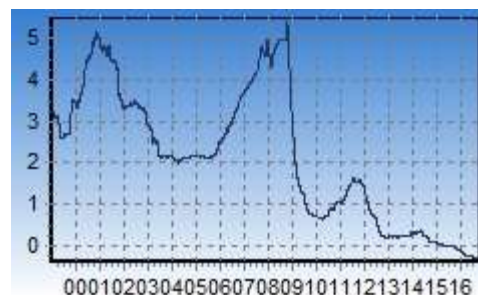
WACC

$$WACC = \frac{E}{V} * Re + \frac{D}{V} * Rd * (1 - Tc)$$

- E = eget kapital
- V = eget kapital + lånat kapital
- Re = kostnad av eget kapital (som innefattar marknadsriskpremie - representerar marknads riskpremie jämfört med riskfria placeringar, riskfria ränta och beta – som är ett mått på volatilitet i ett företag eller bransch)
- D = lånat kapital
- Rd = kostnad av lånat kapital (som innefattar låneränta och riskfria ränta)
- Tc = skattesats

Den riskfria räntan sätts efter marknadsnoteringar på långa statspapper såsom exempelvis statsobligationer med tioårig löptid. EURIBORs swap-rate är en bra indikator för den riskfria ränta, som är i dagsläget mycket låg och har det senaste året varierat mellan 0,4-1,3 procent. En nominell eller real kalkylränta kan användas vid beräkning av WACC. I den här rapporten används en real kalkylränta för att fördela och jämföra kapitalkostnaderna över tiden.

Figur 44: EURIBOR 3-månaders swap rate 1999-2016



Källa: EURIBOR

Den vanligast förekommande kalkylräntan i studier av investeringar i kraftproduktion är 6 procent. I en omfattande studie över investeringar i förnybar kraftproduktion i Europa beräknades en WACC på 6,7 procent för Sverige utifrån den modell som togs fram i studien. Enligt intervjuer med aktörer från Sverige som genomfördes i samma studie hävdades dock att den istället borde vara mellan 7,4-9 procent.⁷¹

För att beräkna WACC krävs, som kan ses i formeln ovan, både kostnad för lånat och eget kapital samt kvoten mellan lånat och eget kapital. Kostnaden för eget kapital är normalt högre än kostnaden för lånat kapital, vilket innebär desto högre andel eget kapital desto högre WACC. Vid en kvot på 50/50 av lån och eget kapital där kostnaden för lån är 4 procent och kostnaden för eget kapital 8 procent resulterar det i en WACC på 6 procent. Om istället en investering består till 70 procent av lånat kapital resulterar det i en WACC på 5,2 procent och i motsatt fall där eget kapital står för 70 procent av en investering resulterar det i en WACC på 6,8 procent.

Ett mått för att få en uppfattning om risk på en marknad är just kvoten av lånat och eget kapital som banker kräver för att de ska vara villiga gå in med finansiering i ett projekt. Ju högre andel eget kapital som en bank kräver desto högre risk anses föreligga. Tidigare har kvoten lån/eget kapital varit 70/30 för investeringar i förnybar energi i Sverige, men högre risk visar nu att kraven snarare ligger på en kvot på 60/40 och i vissa fall

⁷¹ DiaCore, The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies, 2016

på 50/50.⁷² Som kan ses ovan påverkar kvoten mellan eget kapital och lån avkastningskravet på en investering.

Aktörer som investerar i kraftproduktion har förändrats från att tidigare framförallt bestå av de stora kraftbolagen till att idag bestå av en blandning av aktörer. De vanligast förekommande investerarna i kraftproduktion i Sverige är:

- Kraftbolag
- Offentliga organisationer såsom kommuner
- Oberoende kraftproducenter (IPPs)
- Utvecklingsbolag
- Institutionella investerare
- Industrier

Av dessa är kraftbolag, oberoende kraftproducenter, institutionella investerare och till viss del industrier mest intressant för havsbaserad vindkraft.

2.5.2 Kraftbolag

Nya förutsättningar på marknaden såsom ny teknik, förväntningar från kunder, nya produkter, tjänster och marknadsaktörer har tvingat de stora kraftbolagen att se över sina affärsmodeller. Fokus för de stora kraftbolagen är nu att förbättra sina verksamheter, hantera risker och inkludera ny teknik och innovation för att hantera det nya läget de står inför. Partnerskap mellan olika aktörer för att växa och ta marknadsandelar blir allt vanligare för att möta de nya förutsättningarna.⁷³ Till exempel blir det allt vanligare att de stora kraftbolagen som har erfarenhet och den tekniska kunskapen bildar partnerskap med institutionella investerare som har kapital.

Exempelvis ser Vattenfall kontinuerligt över sin kostnadsstruktur och investeringsplan för att anpassa sig till rådande omständigheter på marknaden. De ser bland annat över sin produktportfölj, granskar investeringar och avyttrar delar som inte representerar dess kärnverksamhet. De har också ingått partnerskap med institutionella investerare såsom Skandia och AMF för att uppnå högre investeringskapacitet.⁷⁴

I grunden använder de stora elbolagen kapitalkostnad eller WACC (Weighted Average Cost of Capital) för att ta beslut om investeringar. Vilken WACC de använder sig av skiljer sig mellan de olika företagen. Det skiljer sig också inom företagen hur de värderar risk kopplat till investeringar i olika kraftslag. Detta beror på verksamhet såväl som på aktuellt investeringsbehov. Till exempel har Vattenfall ett avkastningskrav på sysselsatt kapital på 9 procent.⁷⁵ Sysselsatt kapital står för totala tillgångar minus räntefria skulder och kan jämföras med kostnad för eget kapital. Vattenfalls avkastningskrav och WACC för investeringar bör därför vara lägre än 9 procent när kostnaden för lånat kapital tas med i beräkningen. Ett annat exempel på avkastningskrav är Skellefteå kraft som använder sig av en nominell kalkylränta på 9 procent.⁷⁶ Med dessa avkastningskrav och rådande omständigheter på marknaden väljer många att investera i andra länder med potential för högre avkastning.

2.5.3 Oberoende kraftproducenter och utvecklingsbolag

Oberoende kraftproducenter finns idag i Sverige framförallt inom vindkraftsproduktion. Det är vanligt att dessa ägnar sig både åt egen kraftproduktion och att utveckla vindkraft på uppdrag av andra investerare. Ett exempel är Arise som ägnar sig åt projektutveckling, förvaltning och försäljning av egenproducerad el. Deras affärsidé ligger i att hantera hela värdekedjan. Som en del i företagets riskhantering genomför Arise

⁷² DiaCore, The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies, 2016

⁷³ EY: *Capital Confidence Barometer Power & Utilities New competition and customer demands drive dealmaking*, 2016

⁷⁴ Vattenfall AB: *Vattenfalls Års- och Hållbarhetsårsredovisning 2015, 2016*

⁷⁵ Vattenfall AB: *Vattenfalls Års- och Hållbarhetsårsredovisning 2015, 2016*

⁷⁶ Skellefteå kraft: *Investeringar*, <http://www1.skekraft.se/investeringar>, senaste access 20160706

prissäkring av både el och elcertifikat.⁷⁷ Arise använder ett avkastningskrav på 10 procent vid utvärdering av investeringar.⁷⁸

2.5.4 Institutionella investerare

Institutionella investerare är relativt nya inom investeringar i kraftproduktion men har blivit en stor aktör i investeringar i vindkraft. Institutionella investerare består av allmänna pensionsfonder, riskkapital, infrastrukturfonder, hedgefonder med flera.

Pensionsfonder har som uppgift att förvalta en stor mängd kapital och bidra med avkastning på längre sikt. Det får som följd att de vill göra långsiktiga och säkra investeringar med låga avkastningskrav. De föredrar att göra investeringar i säkra och reglerade tillgångar såsom elnät. De senaste åren har pensionsfonderna visat allt större intresse för investeringar kraftproduktion i form av vindkraft. Investering i vindkraft erbjuder en stabil och långsiktig avkastning. Det har dock påverkat marknaden för vindkraft och drivit ner priserna vilket försvårat för andra aktörer att investera och klara uppsatta avkastningskrav. Pensionsfonderna är ofta passiva investerare och har avkastningskrav på mellan 5-7 procent.⁷⁹

Pensionsfonder och kraftbolag skiljer sig åt vad gäller förutsättningar. Stora kraftbolag såsom Vattenfall har god kännedom om marknaden men har i nuläget begränsad tillgång till kapital. Pensionsbolag har stor tillgång till kapital men har vanligtvis inte samma kapacitet och erfarenhet av att genomföra infrastrukturprojekt. Detta har lett till samarbeten mellan pensionsfonder och kraftbolag, såsom exempelvis ett partnerskap mellan Vattenfall och Skandia. Skandia har beslutat att 4 procent, cirka 18 miljarder kronor, av förvaltad kapital ska investeras i olika infrastrukturprojekt såsom kraftproduktion, telekom och järnväg. För vindkraftsinvesteringar räknar de med en avkastning på cirka 8 procent på eget kapital.⁸⁰ I Skandias årsredovisning redogör de för en viktad kalkylränta på 6,3 procent för fastigheter.⁸¹

Även riskkapitalbolag väljer att investera i ny kraftproduktion såsom vindkraft. Precis som pensionsfonderna ser de vindkraft som en långsiktig investering med säker avkastning. De har däremot högre avkastningskrav än pensionsfonderna men lägre avkastningskrav än för bolagets övriga investeringar. För infrastrukturfonder är avkastningskravet mellan 7-12 på eget kapital och för bolagets övriga investeringar är det minst 10 procent.⁸² Till exempel startade HgCapital sin första fond för förnybar energi 2006. Fonden är skapad som en infrastrukturfond med syfte att generera avkastning på medellång sikt. I Skandinavien har HgCapital investerat i vindkraft och fjärrvärme.⁸³ Ett exempel är projektet Havsnäs som projekterades av RES Skandinavien med HgCapital som finansier tillsammans med tyska och nederländska banker: Commerzbank, NordLB och ING-Bank.⁸⁴ Trots lägre elpris och minskad lönsamhet fortsätter institutionella investerare att visa intresse för investeringar i landbaserad vindkraft men utifrån rådande förutsättningar och på marknaden är framtiden osäker.

2.5.5 Industriföretag

Industriföretag med stor energianvändning tillämpar en rad strategier för att hantera de risker som kommer av att vara beroende av energi för sin produktion. Detta innefattar exempelvis att investera i egen kraftproduktion. Till exempel täcker Holmen mer än 50 procent av sitt energibehov från egen kraftproduktion från vatten, vind och mottryck. Resterande energibehov täcks upp av att köpa el externt. Holmens avkastningskrav för koncernen är totalt 7 procent där industriverksamheten har ett avkastningskrav på 10 procent och skog- och krafttillgångarna har ett avkastningskrav på sysselsatt kapital på 5 procent.⁸⁵

⁷⁷ Arise, *Årsredovisning 2015 Arise*, 2016

⁷⁸ Arise: Byggstart 12 st. Vestas V 100 maskiner i Västervik och Askersund, <http://www.arise.se/sv/byggstart-12-st-vestas-v-100-maskiner-i-vastervik-och-askersund>, senaste access 20160706

⁷⁹ SEB: *Renewables – Recent Trends*, <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201602121/1784341>, senaste access 20160706

⁸⁰ Dagens industri: *Pensionsjättar investerar miljarder i vindkraft*, <http://www.di.se/artiklar/2016/3/21/pensionsjattar-investerar-miljarder-i-vindkraft/>, publicerad 2016-03-21

⁸¹ Skandia, *Skandia Årsredovisning 2015*, 2016

⁸² SEB: *Renewables – Recent Trends*, <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201602121/1784341>, senaste access 20160706

⁸³ HgCapital Trust plc: *Portfolio overview*, <http://www.hgcapitaltrust.com/investment-portfolio/our-sectors/renewable-energy.aspx>, senaste access 20160706

⁸⁴ Vinnova: *Vindkraften tar plats*, 2009, <http://www.vinnova.se/upload/epistorepdf/va-09-08.pdf>

⁸⁵ Holmen AB: *Holmen 2015 Årsredovisning*, 2016

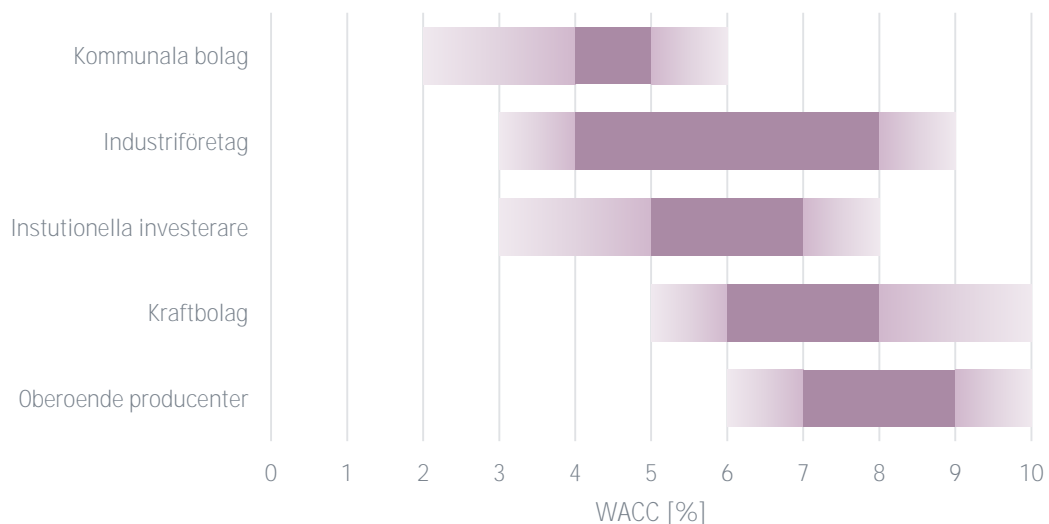
2.5.6 WACC

Sammanfattningsvis är det svårt att få en heltäckande bild av investerarens avkastningskrav då alla inte är transparenta när det kommer till investeringsbeslut. Tillgänglig information, som har presenterats ovan, visar att avkastningskraven mellan investerare i kraftproduktion skiljer sig avsevärt. Avkastningskrav som används av investerare varierar mellan 2-10 procent, beroende på investerare. Ett avkastningskrav på 2 procent är mycket lågt och kan inte antas rimligt med avseende på föreliggande marknadsrisker. Ett avkastningskrav på 10 procent kan däremot inte heller anses rimligt för om så var fallet skulle inte investeringar göras med de priser som idag förekommer på marknaden.

Baserat på informationen ovan samt erfarenheter från specifika projekt kan ett antal hypoteser om avkastningskrav hos olika aktörer formuleras:

- **Institutionella investerare** gör främst investeringar i branscher där risken anses vara låg, varför även avkastningskraven kan vara låga. I tider då det finns få alternativa investeringar kan en avkastning på så lite som 4 procent vara attraktivt. Vi antar att institutionella investerare har ett avkastningskrav på mellan 5-7 procent.
- **Industriföretag**, det vill säga företag som inte har kraftproduktion som sin huvudnäring, kan ha olika motiv till att investera i kraftproduktion. I skogsbolagens fall är det att säkra kraftproduktion för den egna verksamheten, men även att utnyttja den egna marken för lokalisering av vindkraft. IKEA, Wallenstam och Google investerar i egen vindkraft för att möta interna miljömål. Det finns en stor spridning mellan olika industriföretag och vi antar ett avkastningskrav på mellan 4 och 8 procent.
- **Kraftbolagen** kan antas ha ett avkastningskrav på mellan 6 till 8 procent. Det kan dock skilja mellan olika kraftslag och mellan ny- och reinvesteringar, där de senare typiskt har lägre avkastningskrav.
- **Oberoende producenter** finns främst inom vindkraftbranschen. Dessa kommunicerar relativt höga avkastningskrav på investeringar till sina investerare, upp till 10 procent. I realiteten har de dock fått acceptera lägre avkastningskrav för att fullgöra sina utbyggnadsplaner. Vi antar att de har avkastningskrav på mellan 7 och 9 procent.

Figur 45: Antagna avkastningskrav för olika investerare. De helfärgade områdena representerar de antagna avkastningskraven för olika typer av investerare och de skuggade områdena representerar möjliga intervall.



Källa: Sweco

Som tidigare har beskrivits används en WACC på 6 procent ofta i studier när det kommer till investeringar i kraftproduktion. Sammantaget antas därmed ett intervall för WACC på mellan 4-8 procent. För att visa hur avkastningskravet, WACC, påverkar investeringsbeslut kommer en WACC på 4,6 och 8 procent används i de lönsamhetsberäkningar som redovisas i nästkommande kapitel. Avkastningskravet för havsbaserad vindkraft bör ligga i övre änden av skalan på grund av den större risken för en teknik som precis blir mogen.

För våra analyser använder vi 6% och 9% som WACC. Detta speglar både de rådande låga ränteläge, dagens finansieringsstruktur 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.

2.6 Kartläggning av kostnader för Östersjön och kostnadsanalyser

De senaste åren har kostnadsutvecklingen framförallt bestämts av teknikutveckling, sjunkande materialkostnader för stål och koppar, en bättre förståelse för risker förknippad med teknologin, minskade kostnader för finansiering samt förbättrade drift- och underhållsstrategier. Under senare tid har även auktionssystemen seglat upp som en viktig förutsättning för ökad konkurrens och press i hela leverantörskedjan, vilket leder till lägre kostnader och bud. Alldeles för ofta hänförs dock kostnadsreduktionerna enbart till turbinteknikutvecklingen i den offentliga diskussionen, vilket är en stor förenkling, eftersom de mycket viktiga finansieringskostnaderna och även materialkostnader är historisk låga och tillsammans har en stor effekt på kostnaderna.

Det är alltså viktigt att förstå att den historiska utvecklingen av LCOE över tid är en sammanvägd effekt av många faktorer. Detta bortses ifrån i många studier och desktopanalyser vilket leder till att förutsättningarna för specifika år och kostnadsutveckling över tid sällan är jämförbara. Detta blir mycket tydligt om man jämför med auktionsverkligheten, där det framgår att en större kostnadsreduktionspotential redan räknats in. Det ska dock poängteras att ökande materialpriser och finansieringskostnader i ett scenario med stark ekonomisk tillväxt (vilket vi inte ser i närtid) sannolikt skulle kunna leda till att andra kostnadsreduktioner kompenseras eller till och med att produktionskostnaden ökar under en viss tid.

Sweco's kostnadsanalys utgår därför ifrån att en betydande andel kostnadsreduktioner är realiserade år 2020 och skisserar - utgående från detta - framförallt på ett utfallsrum framöver.

2.6.1 Kostnadsreduktionspotential för havsbaserad vindkraft i Östersjön i olika scenarier

Kostnadsanalysen har gjorts genom en gedigen kartläggning av ca 17.000 punkter i Östersjön. Dessa punkter finns inom ett raster med 5 km avstånd för huvudparametrarna vindhastighet, genomsnittlig vattendjup, sediment och avstånd från land. Utifrån detta har specifika kostnadsfunktioner utvecklats för alla viktiga CAPEX delar samt drift- och underhållskostnaden. Så är t.ex. installationskostnaden för turbin och fundament kopplat till avstånd till hamn, tidsåtgång för installation samt fartygs- och besättningskostnader, för att nämna några kostnadskomponenter. Alla parker ska ha en installerad effekt på maximal 300 MW. Det betyder att antalet turbiner reduceras ju större turbiner blir och att parkstorleken inte är exakt 300 MW i alla scenarier. Parkerna beräknas som "stand-alone" vindparker utan samordningseffekter med specifika andra parker i närheten. Samtidigt förutsätter vi dock att parkerna projekteras av erfarna projektutvecklare, vilket reflekteras i framförallt utvecklingskostnadsantaganden och en viss marknadsposition vid upphandling av de viktigaste komponenterna. För alla CAPEX bedömningar utgår vi från dagens relativt låga materialkostnader för stål och koppar, i den utsträckning den kopplingen är möjligt att göra. Det betyder också att den delen av LCOE kostnadsutvecklingen som vi historiskt sett är ett resultat av just dessa faktorer inte blandas in i analysen, vilket kan leda till att man uppfattar vissa delar av den sammanlagda kostnadsreduktionspotentialen som låg. Vi förutsätter också att lämpliga svenska hamnar finns tillgänglig tillräckligt nära projekten under hela projektets livstid.

Utöver den övergripande analysen för Östersjön och speciellt den svenska delen så analyserar vi även fyra svenska typprojekt för Östersjöförhållanden, se Tabell 8 nedan.

Tabell 8: Swecos typprojekt för svenska Östersjöförhållanden

	Swecosund	Swecosand	Sweco Nord	Swecofloat
Avstånd från land	4 km	33 km	11 km	100 km
Vindhastighet 100 m asl	8,83 m/s	8,89 m/s	8,87 m/s	9,50 m/s

Produktion [GWh/år]	1095-1210	1100-1213	1101-1215	1213-1324
Genomsnittligt vattendjup	13 m	28 m	13 m	120 m
Sediment	Lera	Lera	Lera	Hard bottom
Fundament	Mest sannolikt gravitation	Fackverkskonstruktion	Mest sannolikt gravitation	Flytande
Nätanslutning	AC	AC	AC	AC

Utvecklingskostnader för havsbaserad vindkraft är generellt svårbedömda, eftersom de är mycket projektspecifika och sällan rapporteras från realiserade projekt. Kostnaderna är bl. a. beroende av hur omfattande undersökningar för vind, geologiska förutsättningar och miljöpåverkan som måste göras. Kostnaderna påverkas också av storleken på siten, antal turbiner, vattendjup och avstånd från land, om det finns risk för minor osv.. Projektutvecklingskostnaden bestäms i vår analys huvudsakligen utifrån projektstorlek och skiljer sig mellan havsbottenmonterade och flytande fundament. Vi skiljer i denna analys inte mellan utvecklingskostnader för projekt där staten utvecklar siterna och där enbart projektören utvecklar en egen site. Kostnadsreduktionspotentialen för just utvecklingskostnader bedöms som begränsad i denna analys (upp till 10% på 15-20 års sikt), eftersom vi förutsätter att eventuella kostnadsreduktioner genom större erfarenhet från projektering kompenseras av större fokus och merarbete för optimering av siten, t.ex. layouten och drift- och underhållsstrategier. Detta kan i sin tur exempelvis leda till minskade vakeffekter och ökad produktion samt länge drifts- och underhållskostnader, men inte nödvändigtvis lägre utvecklingskostnader. Vi bortser därför i analysen från en beräkning av reduktionen för detta kostnadselement.

Turbinkostnader har bedömts utifrån dagens nivåer och med hänsyn till respektive teknikutvecklingsscenario och därmed indirekt även marknadsscenario. Så ökar t.ex. investeringskostnaden för turbiner i det *offensiva teknikutvecklingsscenario* [MEUR/MW] vid respektive turbinintroduktion⁸⁶ för att återspegla både användandet av t.ex. 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 teknikutvecklingsscenario* – där turbinerna behåller samma effekt från 2025 och framåt - sjunker investeringskostnaden snabbare (2% på fem år) pga. ökande konkurrens från andra leverantörer som kommer ikapp i turbinutvecklingen. Det är möjligt att just den senare bedömningen ligger i underkant av vad marknadssituationen med fler aktörer och liknande turbinstorlekar skulle kunna ge, men det ska understrykas att effekten ska ses rensat från materialkostnadsutvecklingen.

Det är viktigt att poängtera att vi använder samma turbin i både Nord- och Östersjön, vilket återspeglar dagens leverans- och riskbedömningsläge. Det är absolut tänkbart att man i vissa delar av Östersjön skulle kunna få en högre produktion genom en mer anpassad turbin (större rotordiameter i förhållande till generatorer för områden med lägre vindhastighet). Enligt vår bedömning skulle kostnadsskillnaden jämfört med de turbiner vi använder i analysen vara begränsad, åtminstone om man förutsätter att turbintillverkarna skulle använda samma plattformstrategi som de gör idag för landbaserad vindkraft och att försäljningsvolymerna för dessa turbiner skulle finnas. Kostnadsreduktionen (räknat per MWh) skulle uppstå framförallt pga. den högre produktionen från en sådan turbin. Däremot skulle en sådan turbin kunna påverka fundamentkonstruktionen och därmed öka fundamentkostnaderna. För att belysa dessa aspekter skulle man behöva göra en optimering av turbinvalet med hänsyn till LCOE, som ligger utanför detta uppdrag. Det är också hittills oklart vilka volymer som skulle behövas för att turbintillverkarna skulle utveckla dessa turbiner med större rotor på en befintlig plattform, men det kan handla om 200-300 turbiner per tillverkare för att skapa intresse. Utmaningen är dock att dessa volymer måste kännas relativt säkra, vilket skulle förutsätta relativt stora planer i Östersjölanderna eller för områden med liknande vindförhållanden. För att utveckla helt nya plattformar krävs troligtvis marknadsutsikter på ett par tusen turbiner.

⁸⁶ För att sedan sjunka, om samma turbin används vidare.

Fundamentkostnaden beräknas med framtagna kostnadsfunktioner som tar hänsyn till vattendjup och turbinstorlek. Tillämpligheten av fundamenttypen avgörs av sedimentet och genomsnittliga vattendjup inom 25 km² runt den valda punkten. Det har även införts tekniska begränsningar som vi ser i verkligheten, t.ex. att det är osannolikt att man använder XL monopiles för turbiner med över 10 MW effekt. Fundamentkostnaden beräknas för alla fundamenttyper för varje enskild projekt och det mest kostnadseffektiva tillämpliga fundamentet väljs sedan för projektet. Fundamentkostnaden justeras för Östersjö och Nordsjöförhållanden med tanke på fundamenthöjd (lägre i Östersjön, högre i Östersjön). På motsvarande sätt justeras tornhöjden för turbiner i Nordsjön (kortare) och Östersjön (längre). Den tekniska och kostnadsmissiga skaleringen av fundamenten innebär dock vissa förenklingar, eftersom vi i denna analys exempelvis inte kan ta hänsyn till alla dimensionerande projektspecifika faktorer, som t.ex. extremvindar. Vi tar inte heller explicit hänsyn till specifika isförhållanden norr om Gävle och förutsätter att detta kan lösas kostnadseffektivt.

Vi antar 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 har antagits begränsad till viss del av antalet leverantörer och projektspecifika förhållanden. Det är dock tänkbart att en marknadssituation med färre och större projekt och därmed risken för leverantören att stå utan uppdrag under en längre period skulle kunna öka till ökad kostnadspress, samtidigt som det skulle kunna leda till en leverantörskoncentration via uppköp och därmed motsatt effekt.

Som diskuterad i kapitel 2.1, bedömer ORE Catapults arbetsgrupp att kostnaderna kan sänkas med 30 % fram till 2020 genom att konstruera för robotsvetsning (av stålkonstruktioner), vilket sammanfaller med bedömningen av sänkta kostnader inom Innwind projektet. En effektiv serieproduktion av fackverksfundament kommer sannolikt att kräva en internationell leveranskedja och ett ännu tätare samarbete mellan olika aktörer för att strukturen ska både vara strukturellt effektiv, men även tillverkningsvänlig samt enkelt att transportera och installera. Den viktigaste frågan för denna effektivisering är dock exakt vad volymförutsättningarna är för att driva en förnuftig utvecklingsnivå i leveranskedjan, i och med att många Nordsjöprojekt nyligen gått tillbaka till monopiles. Potentialen för kostnadsreduktion i detta led är avsevärd men det finns frågetecken för att denna enkelt kan realiseras. Vi har i våra analyser antagit en stegvis kostnadsreduktion för fackverksfundament mellan 2020 och 2035 på totalt 15%.

För gravitationsfundament antas en mycket blygsam kostnadsutveckling framöver, stegvis upp till 5% i 2035.

När det gäller *installation av fundament*, antar vi ett större väderfönster i Östersjön samt lägre dagskostnader för installationsfartygen än i Nordsjön. Vi testar dock inte olika installationsmetoder och optimerar de för varje site inom ramen för detta projekt.

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. Plattformar och transformatorstationer dimensioneras enligt installerad effekt (300 MW) och kostnadsberäknas. Anslutningen sker vid närmaste stamnätsstation. Det antas att kraftledning byggs från landtagningpunkten till stamnätsstationen. Den inklusive transmissionsförlusterna kostnadsoptimala lösningen väljs sedan för projektet. Det tas inte hänsyn till potentiella anslutningsmöjligheter till befintliga sjökablar till andra länder. Det tas inte heller hänsyn till eventuella nätförstärkningar som behöver göras i överliggande nät. De antagna kostnadsreduktionerna för intern- och externa elanslutning bedöms vara blygsamma.

Nedmonteringskostnaden bestäms som en andel av den installationskostnaden för turbin och fundament och skiljer sig mellan fundamenttypen, där flytande fundament har en lägre nedmonteringskostnad. Inga explicita kostnadsreduktioner antas i de olika scenarierna, eftersom nedmonteringskostnaden ändå har en stor osäkerhet.

Till slut så läggs det på en 10% säkerhetsmarginal (contingency) till den totala projektinvesteringskostnaden.

Den huvudsakliga delen av drift- och underhållskostnaden bestäms utifrån både turbinstorlek, avstånd till land och differentieras för Östersjö och Nordsjö. Vi antar 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.

Begränsningar: modellen är byggd med omsorg och ger goda indikationer men kan inte ta hänsyn till alla projektspecifika detaljer. Modellen tar t.ex. inte hänsyn till den mest sannolika svenska hamnen och riskerar

därmed att underskatta kostnader för installation och drift och underhåll för vissa projekt. Samtidigt kan det även överskatta DoU kostnader när DoU strategin optimeras av projektörer med en lång erfarenhet. Beräkningen av elanslutningskostnaderna tar hänsyn till normala förhållanden och inte de specifika förhållandena mellan siten och anslutningspunkten på land. Modellresultaten återspeglar inte heller möjliga materialkostnadsökningar för stål eller koppar, möjliga samordningseffekter med närliggande parker eller kablar. En svårighet är naturligtvis tillgänglighet till bra grunddata eftersom det inte finns så många driftagna parker att jämföra med. Likaså är framtida underhållsstrategier svåra att bedöma.

Kostnadsmodellen har dock backtestats för enskilda vindparker med bra resultat. CAPEX estimatet för svenska Kårehamn landade enligt modellen på 129 MEUR (utan nedmonteringskostnader), medan det rapporterade CAPEX värdet från E.ON är 120 MEUR. Detta måste ses som en bra överensstämmelse eftersom just Kårehamn parken har samordningseffekter med andra parker och borde ha "lägre än standard CAPEX", samtidigt som den aktuella nätanslutningen är svårbedömd i en allmängiltig kostnadsmodell. Vidare visar en LCOE analys av nederländska Borssele I och II projekten enligt vår modell en LCOE mellan 69-71 EUR/MWh, medan auktionen slutade med 72 EUR/MWh. Även om LCOE inte behöver vara likt budet, så bör de dock ligga inom ett rimligt intervall. På samma sätt har vi backtestat Anholt, den nyligen annonserade parken Kriegers Flak (DK, Vattenfall) och flera andra parker med mycket goda resultat. Modellen anses vara robust och ger goda indikationer men kan inte ta hänsyn till alla projektspecifika detaljer⁸⁷.

Nedan beskriver vi metoden för kostnadsanalysen mer i detalj.

Figur 46: Vindhastighet i Östersjön 75 m asl

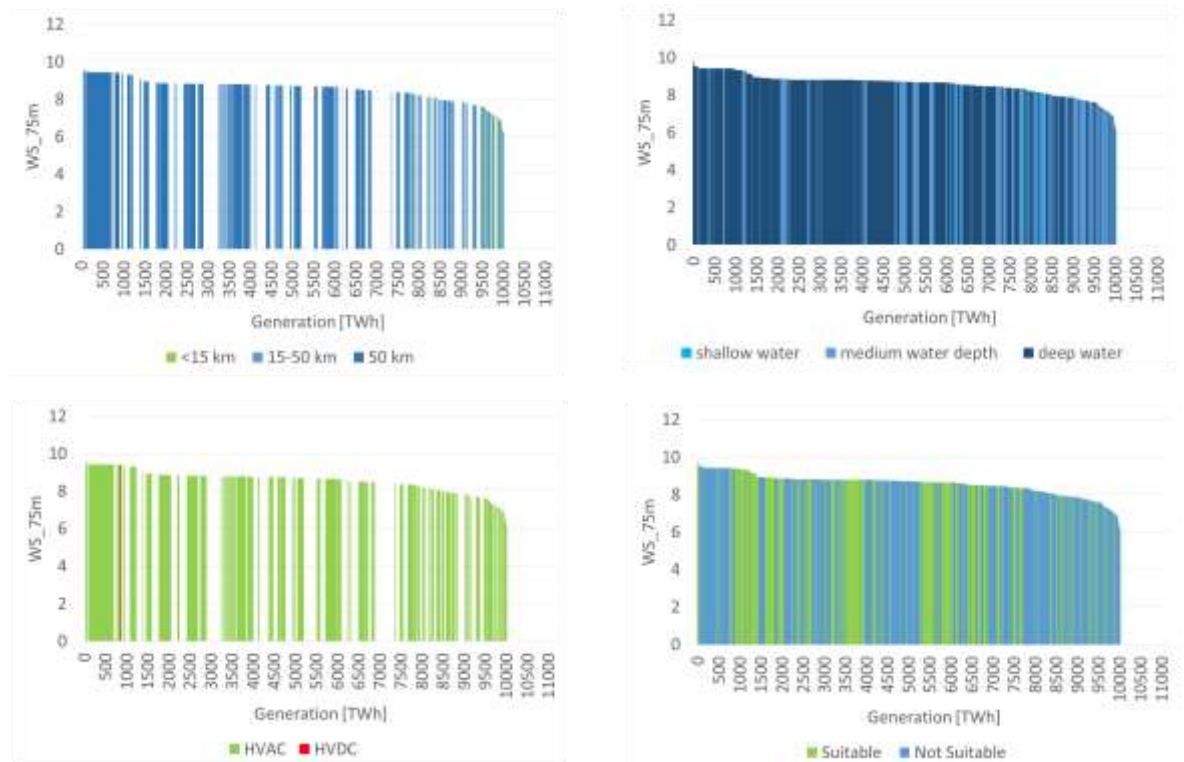


Källa: Sweco OffshoreWindCostimator

Figur 46 illustrerar vindhastigheterna i Östersjön 75 m asl (som stapelhöjd), vilket visar att vindhastigheten är högst längre bort från kusten och i södra delen av Östersjön, där t.ex. Kriegers Flak och Södra Midsjöbanken ligger. Det finns dock även enskilda andra områden som sticker ut, som exempelvis delar av Kattegatt och Skagerrak.

⁸⁷ Det är därför också viktigt att poängtera att kostnadsreduktionen mellan åren i sig är mer robust än enskilda vindkraftparker värde.

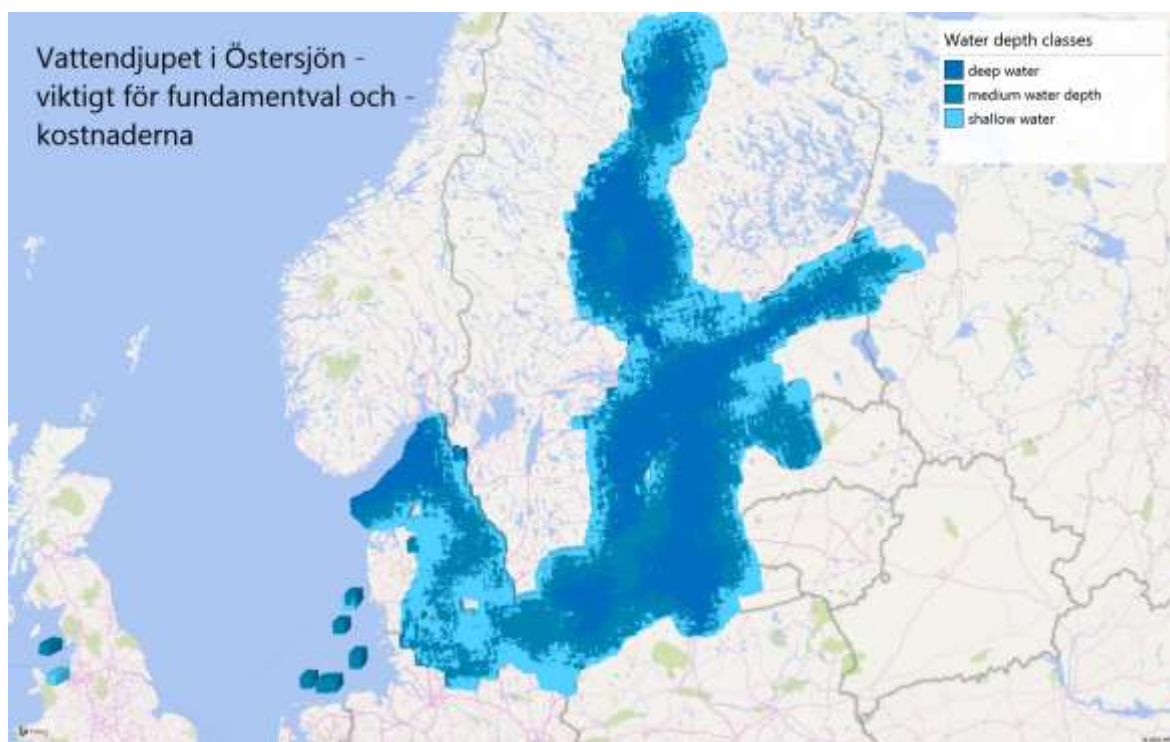
Figur 47: Varighetskurva för vindhastighet 75 m asl och hela Östersjön, över teoretisk produktionspotential för huvudscenario 2025



Figur 47 illustrerar en varighetskurva för vinden i Östersjön med potentiell elproduktion från havsbaserad vindkraft för huvudscenariot (inkl. icke lämpliga områden) på x-axeln. Det finns en platå av medelvindhastigheter runt och strax över 8 m/s (vid 75 m asl) över större delar av Östersjön. I produktion uttryckt, skulle detta kunna ge runt 10.000 TWh om man utnyttjade hela Östersjön inkl. Kattegatt och Skagerrak för havsbaserad vindkraftproduktion, dvs inklusive farleder, nationalparker osv. Det är därmed en högst teoretisk siffra, men åskådliggör dimensionerna, om inte annat.

En annan mycket viktig faktor för framförallt fundamentkostnaden är vattendjupet. Figur 48 visar en indelning i tre kategorier: grund upp till 15 m (ljusblå), mellan (upp till 50 m) och djup (djupare än 50 m, mörkblå). Den sistnämnda gränsen kan anses som en relativ hård gräns mellan bottenförankrad och flytande fundament. En jämförelse med Figur 46 visar att det blåser bäst ute på havet där det oftast är djupast vatten och därmed dyrast fundament och en relativ dyr elanslutning.

Figur 48: Vattendjup per kategori i Östersjön

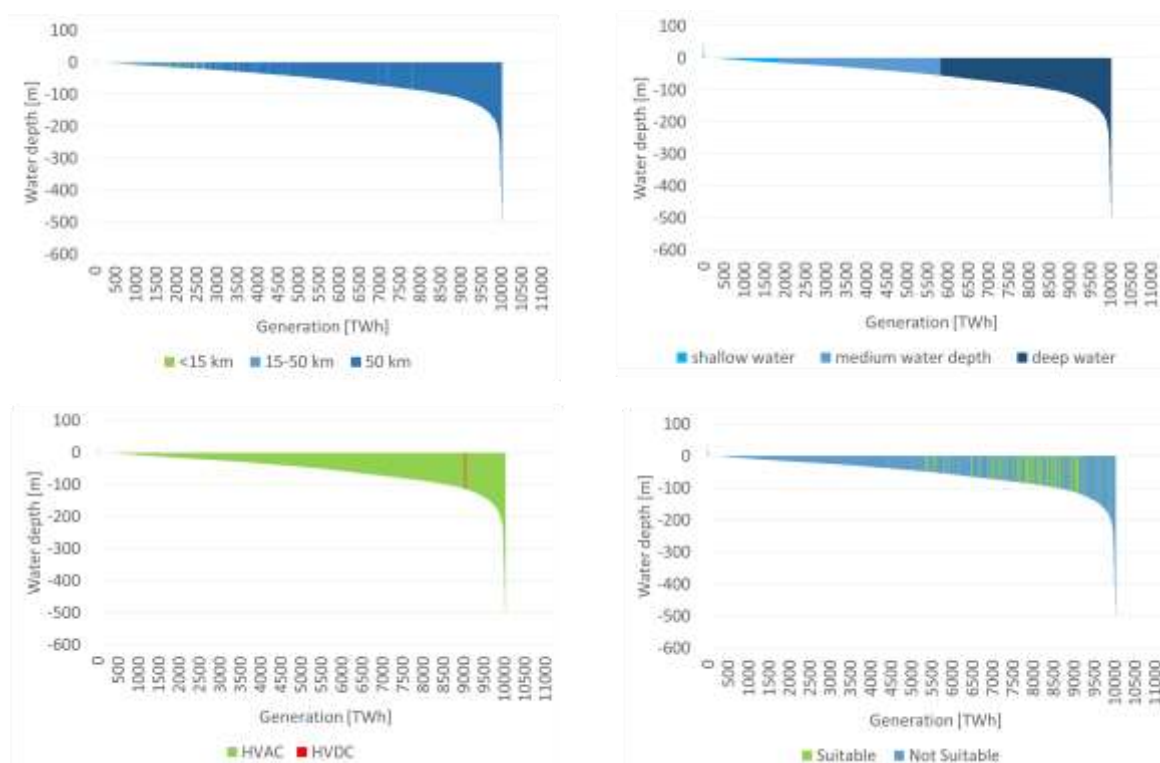


Källa: Sweco OffshoreWindCostimator

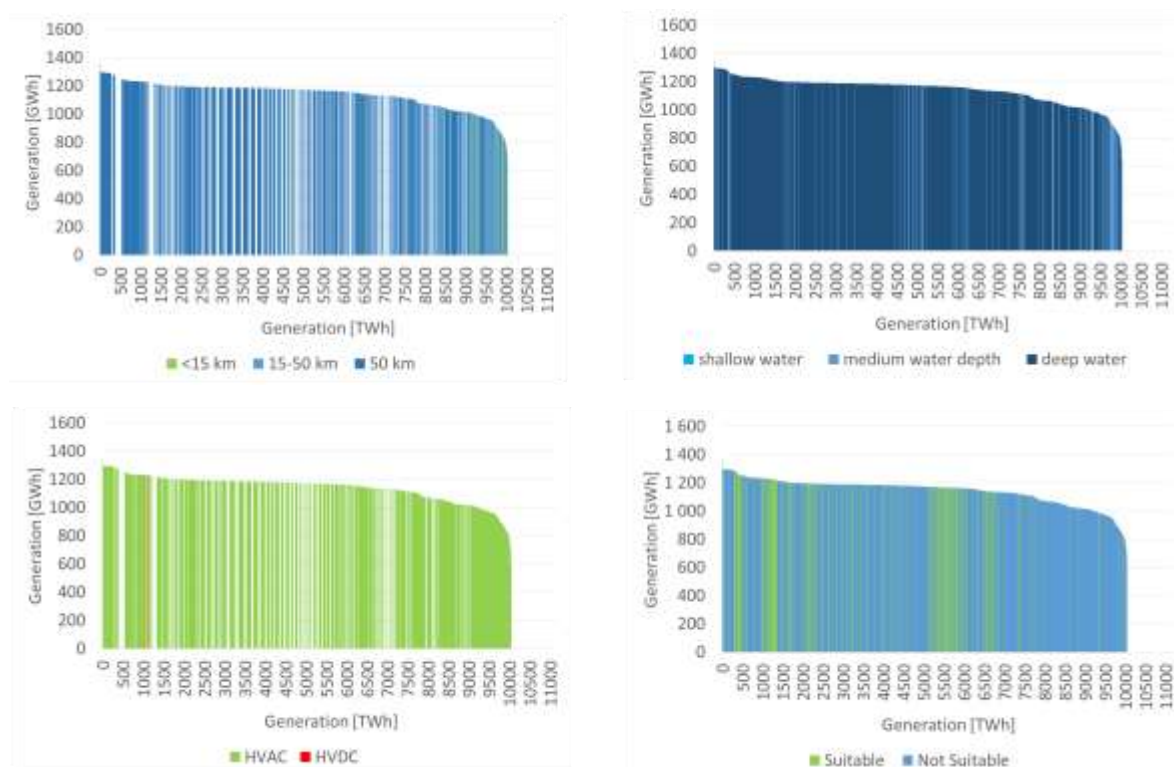
Endast ungefär halva Östersjön har vattendjup upp till 50 m och är därmed lämpad för havsbottenförankrade fundament, medan cirka 20% är grunda vatten upp till 15 m (se nedan). Detta gäller i olika utsträckningar för den finska, tyska, polska och baltiska delen av Östersjön.

Utifrån kartläggningen av dessa 17 000 punkter och turbinval enligt turbinutvecklingsscenarioet kan en produktionsberäkning göras, vars resultat visas översiktligt i Figur 50, vilket givetvis visar att produktionen (representerad av stapelhöjden) är bäst där vindresurserna är bäst, allt annat lika, vilket är mest ute till havs.

Figur 49: Vattendjupsvarighetskurva för hela Östersjön, över teoretisk produktionspotential för huvudscenario 2025



Figur 51: Elproduktion från fiktiva 300 MW vindparker i hela Östersjön, huvudteknikutvecklingsscenario 2025, teoretisk produktionspotential för huvudscenario 2025



Källa: Sweco OffshoreWindCostimator

Om man begränsar den totala potentialen till enbart Sverige, landar man på cirka 3500 TWh i teknisk potential. Många av dessa projekt ligger dock i områden som inte är lämpliga för havsbaserad vindkraft. Av de teoretiska 3500 TWh faller därför en hel del områden bort, se Om man visualiserar de områden som inte är lämpliga enligt tidigare definition så får man resultat som illustreras i Figur 54. Det framgår tydligt att många av de inte lämpliga områdena skulle kunna vara kostnadseffektiva (grönmarkerad). Den potentiella produktionen i dessa områden är ca. 500 TWh.

Figur 54. Från de teoretiskt tillgängliga områdena dras områden enligt följande bort:

- Farleder enligt IMO (International Maritime Organization)
- Fågelskyddsområden enligt HELCOM⁸⁸ (Baltic Marine Environment Protection Commission)
- Skyddade områden enligt OPSAR⁸⁹ (Protecting and conserving the North-East Atlantic and its resources)
 - Ett *marine protected area* definieras av OSPAR som ett område som man skyddar arter, habitat, ekosystem och ekoprocesser. Alltså det kan vara typ nationalparker, naturreservat osv.
- Skyddade områden enligt HELCOM
 - *Skyddade områden enligt HELCOM* består av HELCOM Marine Protected Areas, områden där man vill bevara värdefulla marina och kustnära habitat. Områdena besitter särskilda naturvärden och man reglerar mänsklig påverkan. Det är t.ex:
 - Nationalparker
 - Naturreservat
 - Natura2000 (dock inte alla sådana områden i Östersjön)

⁸⁸ HELCOM är representerat av länderna: Sverige, Finland, Ryssland, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Tyskland och Danmark

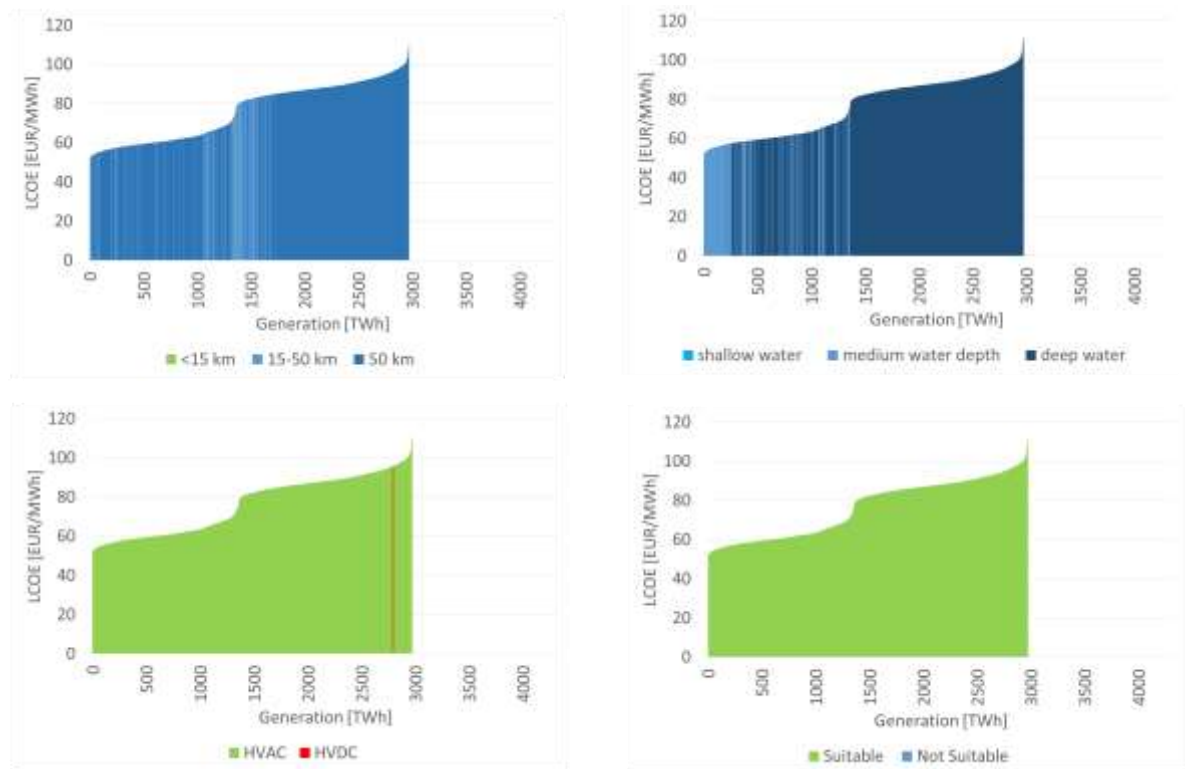
⁸⁹ OSPAR är representerade av 15 länder kring Nord-ost-Atlanten, Nordsjön och Biscayabukten: Danmark, Finland, Frankrike, Tyskland, Island, Irland, Luxemburg, Nederländerna, Norge, Portugal, Spanien, Sverige, Schweiz, UK

- Ramsar (dock inte alla)
- Särskilda rev, typ Kopparstenarna
- Särskilda bukter/fjorder
- Särskilda skärgårdar

Ovanstående operation leder till att den totala volymen minskar till ca. 3000 TWh, se Figur 52, fortfarande en väldigt hög siffra.

För att kunna bestämma produktionskostnaderna, gjordes en detaljerad CAPEX-beräkning i anslutning till produktionsberäkningen. En mer detaljerad översikt över alla CAPEX detaljer finns i bilagan och där i Figur 84 samt Figur 85. Detta, tillsammans med en projektspecifik beräkning av DoU kostnader, leder till en kostnadskurva för havsbaserad vindkraft i svenska farvatten, som för vårt huvudscenario 2025 börjar vid strax över 50 EUR/MWh (vid 6% WACC, vilket antas vara relativt representativt för rådande finansiering och riskbedömning).

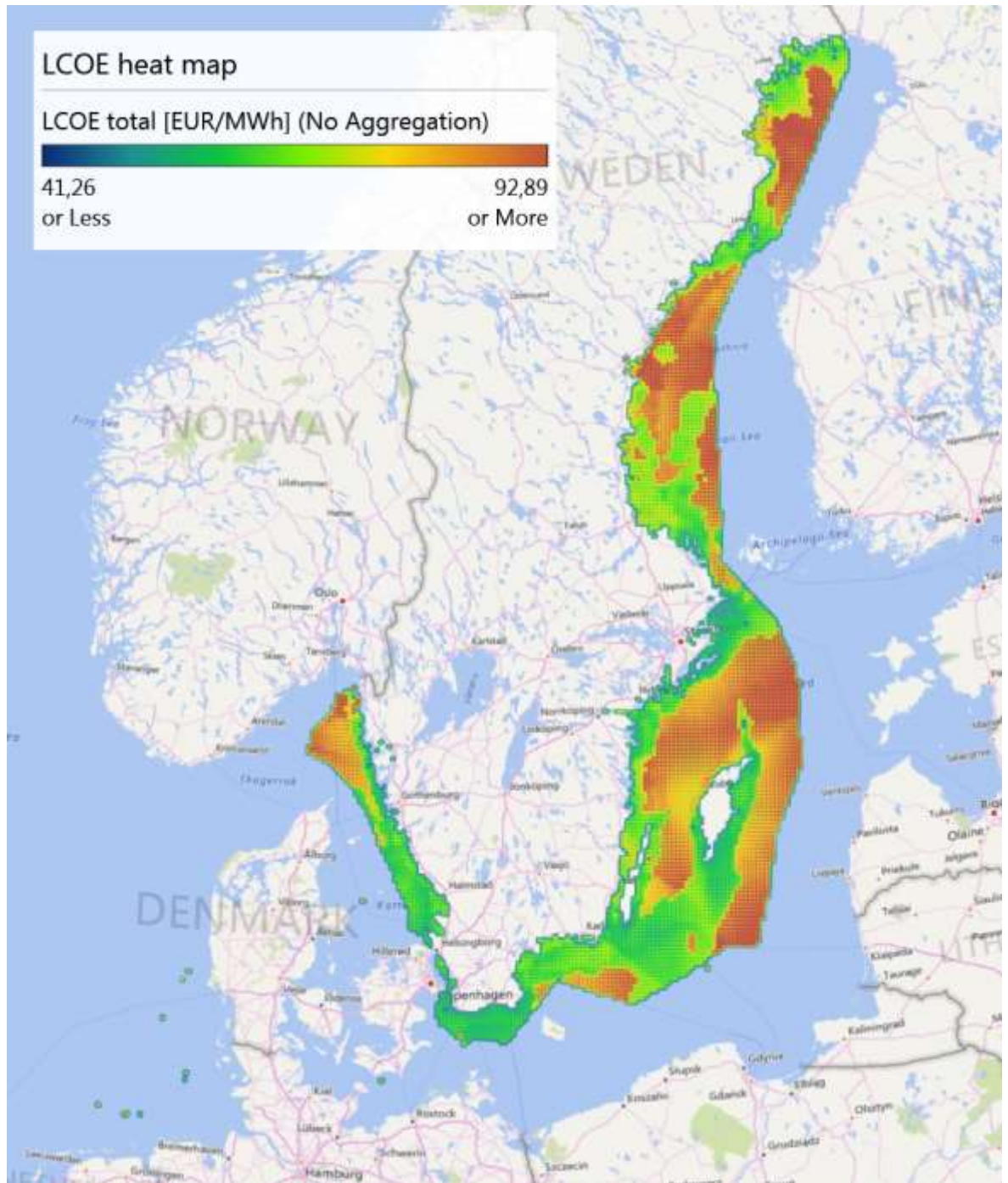
Figur 52: Kostnadskurva för projekt inom svenska farvatten, huvudteknikutvecklingsscenario 2025, 5 TWh utbyggnad, 6% WACC, endast lämpliga områden



Källa: Sweco OffshoreWindCostimator

Var finns då dessa projekt? För att illustrera detta har vi skapat en "värmekarta" över produktionskostnaden för havsbaserad vindkraft i Sverige. Den är föränderlig mellan åren och givetvis teknikutvecklingsscenarierna, men nedslaget 2025 (Figur 53) ger en bra översikt. Intressant att i princip alla operativa och tillståndsgivna parker ligger inom områden som måste anses kostnadseffektiva (gröna i kartan) ur ett svenskt havsbaserad vindkraftsperspektiv.

Figur 53: LCOE "värmekarta" för havsbaserad vindkraft i Sverige, huvudteknikutvecklingsscenario 2025, 6% WACC



Källa: Sweco OffshoreWindCostimator

Om man visualiserar de områden som inte är lämpliga enligt tidigare definition så får man resultat som illustreras i Figur 54. Det framgår tydligt att många av de inte lämpliga områdena skulle kunna vara kostnadseffektiva (grönmarkerad). Den potentiella produktionen i dessa områden är ca. 500 TWh.

Figur 54: Områden som inte är lämpliga för havsbaserad vindkraft (LCOE värden för huvudteknikutvecklingsscenario 2025, 6% WACC)

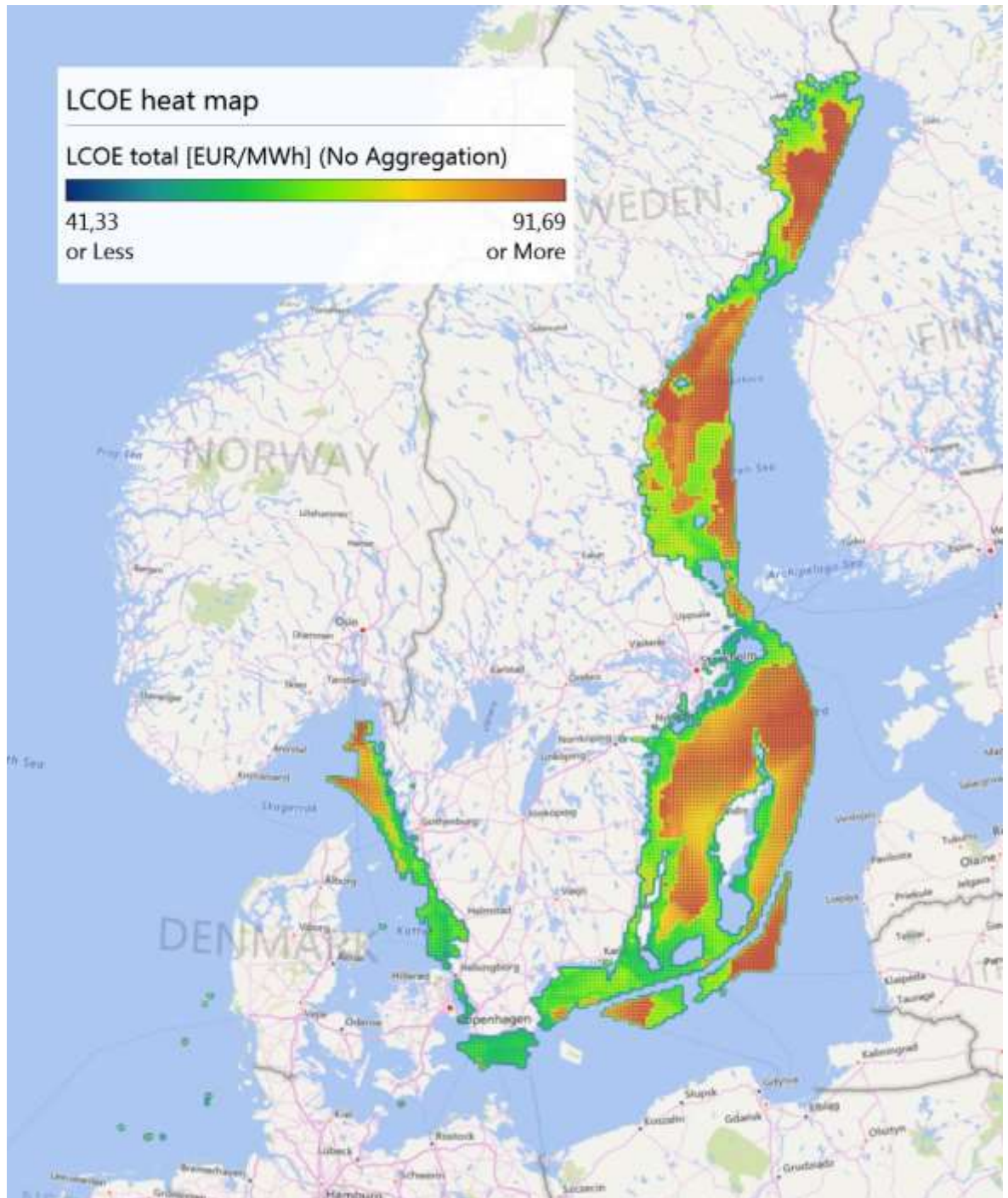


Källa: Sweco OffshoreWindCostimator

Figur 55 visar en LCOE heatmap för lämpliga svenska områden för havsbaserad vindkraft i huvudteknikutvecklingsscenario i 2025, som summeras upp till ca. 3000 TWh.

Det är viktigt att komma ihåg att denna analys redan förutsätter att parkerna projekteras av erfarna projektutvecklare, vilket reflekteras i framförallt utvecklingskostnadsantaganden och en viss marknadsposition vid upphandling av de viktigaste komponenterna samt att för alla CAPEX bedömningar utgår från dagens relativt låga materialkostnader för stål och koppar, i den utsträckning den kopplingen är möjligt att göra. Den förutsätter också existensen av lämpliga hamnar och redan ganska erfaren personal.

Figur 55: LCOE värmekarta för havsbaserad vindkraft 2025, huvudteknikutvecklingsscenario och endast lämpliga områden



Källa: Sweco OffshoreWindCostimator

En större svensk utbyggnad skulle visserligen kunna leda till ytterligare kostnadsreduktioner genom att man lär sig ännu 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 svårkvantifierade eftersom vissa kostnadsreduktionspotentialer förutsätter att man utgår från samma hamn, använder samma team etc. Eftersom vi förutsätter redan att många av de kostnadsreducerande processerna "importeras" av projektörerna så ser vi inte några större, enskilda och specifika poster för signifikanta lokala kostnadsreduktioner vid högre volymer utöver synergier vid DoU och pre-assembly i hamnen.

Det skulle krävas rätt stora och långsiktigt relativt säkra volymer för att t.ex. få skräddarsydda installationsfartyg för enbart Östersjön, i likhet med resonemanget för skräddarsydda Östersjöturbiner. Det är

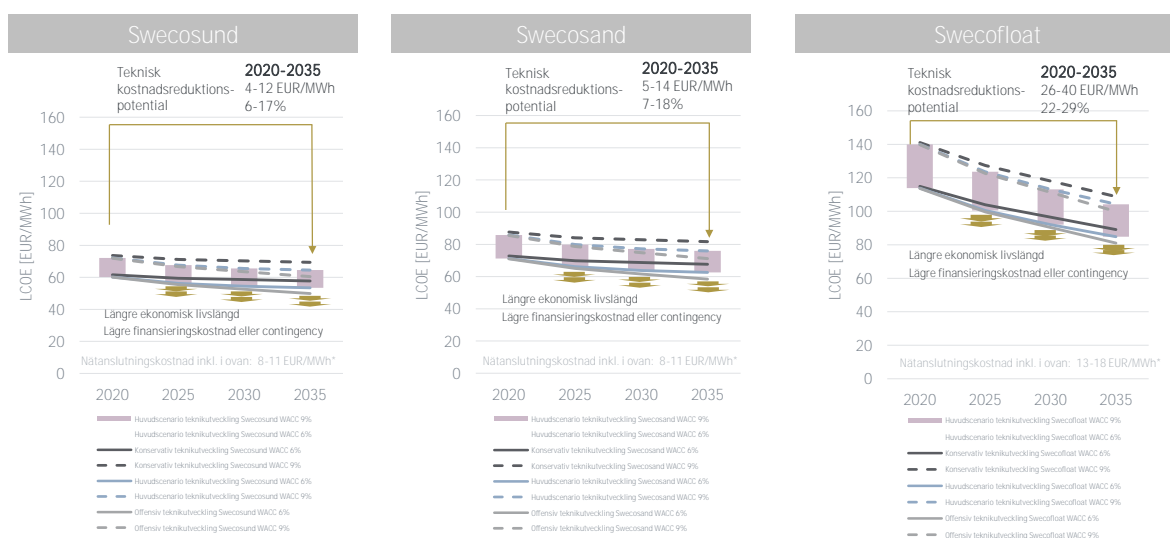
inte heller uppenbart att det skulle vara mer kostnadseffektivt att bygga t.ex. fundamenten i ett höglöneland som Sverige jämförd med exempelvis Polen eller hur stora volymer som skulle krävas för att bygga upp en underleverantörsindustri för vissa typer av fundament på ett kostnadseffektivt sätt.

Även utformningen av ett eventuellt auktionsförfarande påverkar budnivåerna. Produktionskostnaderna är inte synonyma med budgivningen, men låga produktionskostnader – som vi belyser i denna rapport - är en förutsättning för låga bud. Man kan anta att ett effektivt auktionssystem redan vid få projekt och mindre svensk utbyggnad kan leda till ökad prispress i leverantörsledet och att skillnaderna i utformningen av site-specifika och icke-sitespecifika auktioner kan vara minst lika stora som möjliga kostnadsreduktioner vid en större utbyggnad. Omvänd kan man konstatera att det finns en viss risk för högre kostnader i enskilda projekt vid en mycket begränsad utbyggnad i Sverige.

Om vi tittar specifikt på våra fyra svenska referensprojekt, ser vi framförallt relativt låga kostnader redan nu och mot 2020⁹⁰, vilket bekräftas av bland annat auktionsresultaten för Borssele och Kriegers Flak (DK), om vi antar att det kommer användas de största tillgängliga turbinerna i båda dessa projekt.

Man kan nog säga att det har etablerats en ny lägsta kostnadsnivå, mycket snabbare och på en betydligt lägre nivå än vad som framgår av de flesta analyser och expertintervjuer har gjorts hittills, se översikten i Figur 56. Man kan inte heller jämföra stora svepande svar om procentuella kostnadsreduktioner mellan olika studier, som oftast har olika utgångspunkter. Vi belyser i denna studie framförallt kostnadsreduktionspotentialen genom teknik- och projektutveckling – *teknisk kostnadsreduktionspotential* - och startar från den nya låga nivån i 2020, där stora turbiner och stora installationsfartyg är standard.

Figur 56: Sammanfattande kostnadsbedömning för tre svenska referensprojekt



Källa: Sweco OffshoreWindCostimator

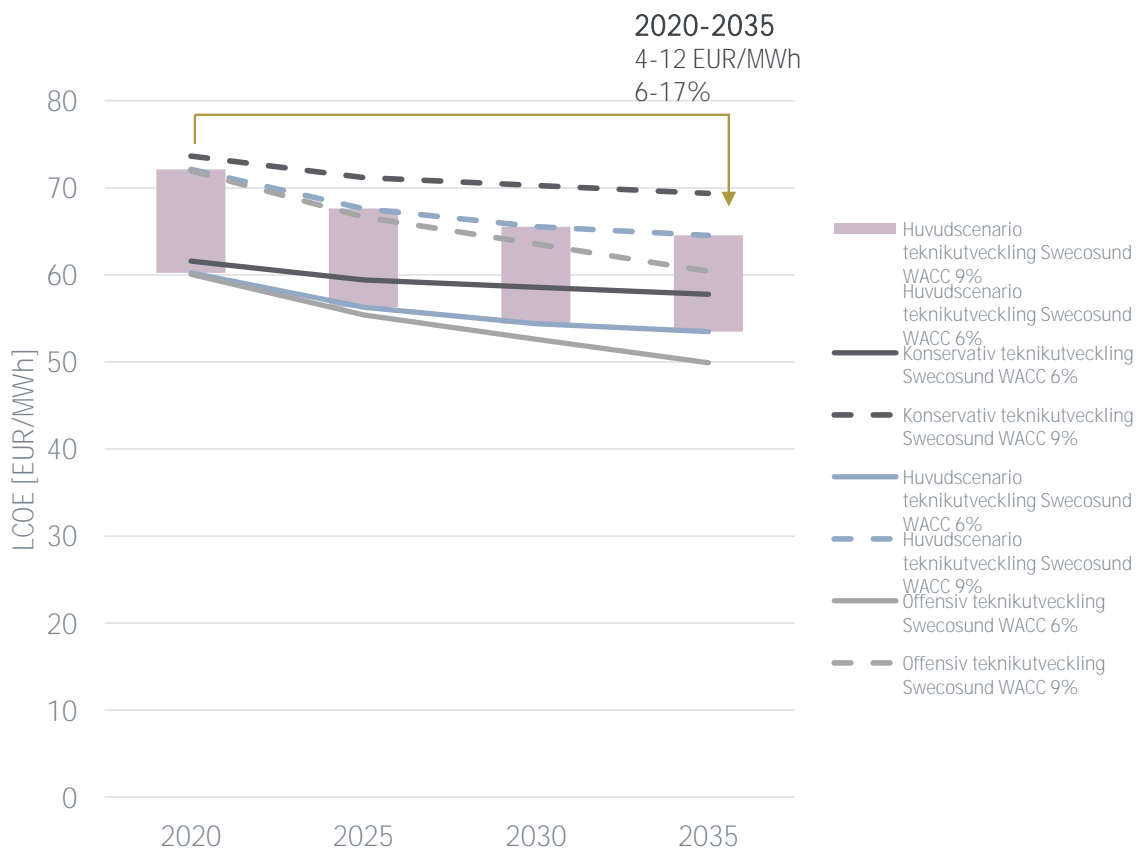
Swecosand och Swecosund har jämförbara vindförhållanden och därmed jämförbar produktion, ca. 1.1-1.2 TWh medan Swecofloat ligger ca. 8-9% högre. Den offensiva teknikutvecklingen skulle kunna resultera i den största kostnadsreduktionen, givet att investerare inte samtidigt sätter en högre riskpremie för användandet av ny, inte beprövad, teknologi. Eftersom riskbedömningen och finansieringskostnaden är så pass viktiga faktorer, så kan kostnadsreduktionen genom teknikutveckling i praktiken "ätas upp" av högre finansieringskostnader, t.ex. orsakad av en starkare ekonomi och alternativa investeringsmöjligheter. Samtidigt är det möjligt att investerare skulle premiera den sänkta risken vid användandet av beprövade turbiner i det konservativa scenariot, vilket skulle leda till större kostnadsreduktion även i detta scenario

Beroende på teknikutvecklingsscenario och antagen WACC, ser vi en *teknisk kostnadsreduktionspotential* på ca. 4-12 EUR/MWh mellan 2020-2035 för Swecosund projektet, vilket

⁹⁰ drifttagningsår

motsvarar 6-16%. Swecosund har med 3-4 EUR/MWh relativt låga elnätanslutningskostnader, de lägsta av våra svenska referensprojekt.

Figur 57: Swecosund - kostnadsutveckling

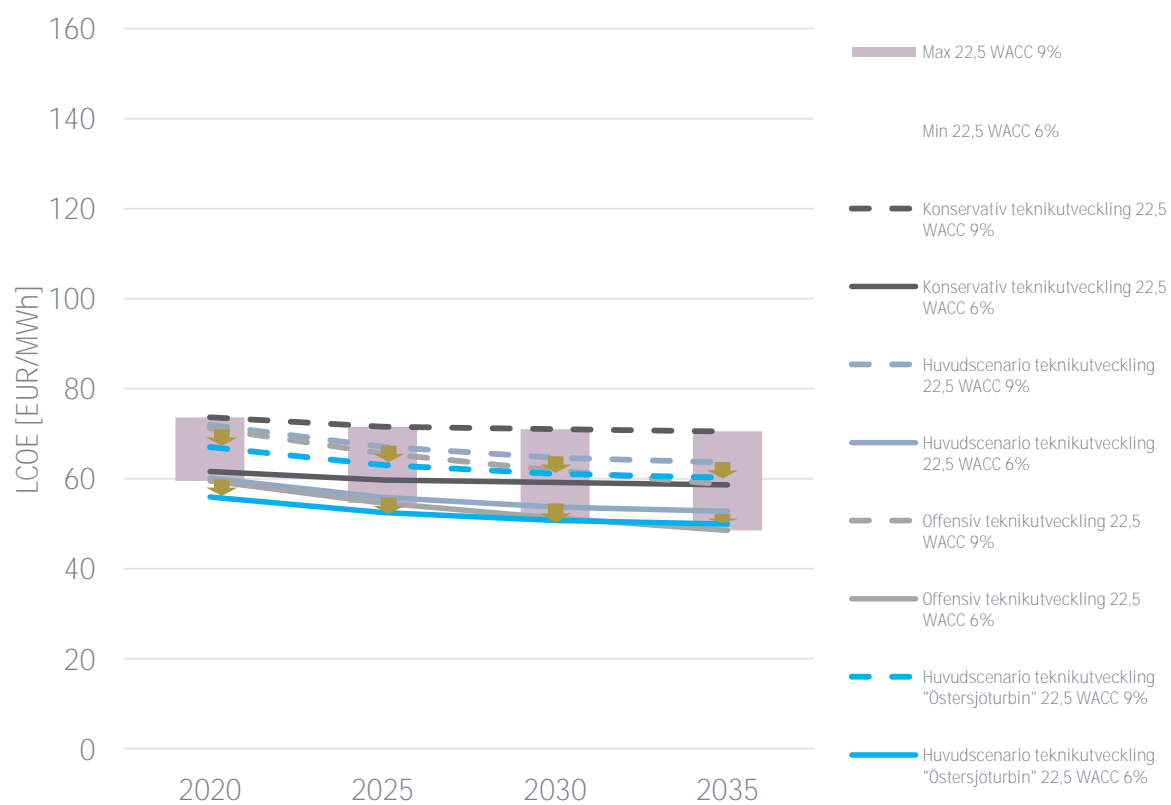


Swecosund har både bra vindhållanden, ligger i grunt vatten och nära kusten. Alla dessa komponenter bidrar till den låga kostnadsnivån. Kostnadsreduktionspotentialen begränsas lite av vårt antagande om begränsad kostnadsreduktionspotential för gravitationsfundament.

En analys av **det som kan kallas för "Östersjöturbin"**, alltså turbiner anpassade till vindförhållanden i Östersjön större rotordiameter som vi beskriver närmare i kapitel 2.2, visar att produktionen i våra referensparker kan öka med ca. 9% på samma site, t.ex. från 1151 GWh till 1252 GWh i 2025. Om man förutsätter att turbinkostnaden samtidigt endast ökar med 2,1% och att fundamentkostnaden ökar på grund av de större påfrestningarna så att den totala CAPEX-ökningen hamnar runt 3%, kan det trots denna kostnadsökning leda till en LCOE-kostnadsreduktion på 3-5 EUR/MWh, jämförd med turbiner av samma generatorstorlek och mindre rotordiameter i huvudscenariot.

En utveckling av den typen av turbin på samma plattform skulle alltså sannolikt kunna bidra ytterligare till kostnadsreduktion för projekt i svenska farvatten. Samtidigt är inte den turbinen kostnadsmässigt bäst jämförd det offensiva scenariot om vi närmar oss 2030-2035.

Figur 58: Swecosund kostnadsutveckling inkl. scenario med "Östersjöturbin"



Känslighetsanalysen i tabellen nedan för Swecosund och huvudscenariot visar på ett ganska stort utfallsrum och hur känslig den absoluta kostnadsbedömningen är för finansieringsförutsättningarna. Analysen tar hänsyn till olika livslängder från 25 år till 20 år, projekt buffert från 10% till 6% och en WACC mellan 9% och 5%. Referensantaganden är fetstilade. Medan den *tekniska kostnadsreduktionen* hamnar på endast ca. 12% i scenariot kan den totala kostnadsreduktionen landa på 38% under samma period, om man förutsätter att man samtidigt går från 9% WACC, 10% buffert och en ekonomisk livslängd på 20 år till 5% WACC, 6% buffert och en ekonomisk livslängd på 25 år. I den offentliga diskussionen blandas alla dessa faktorer gärna ihop i en *kostnadsreduktionspotential* utan att förutsättningarna är klara och tydligt benämnda.

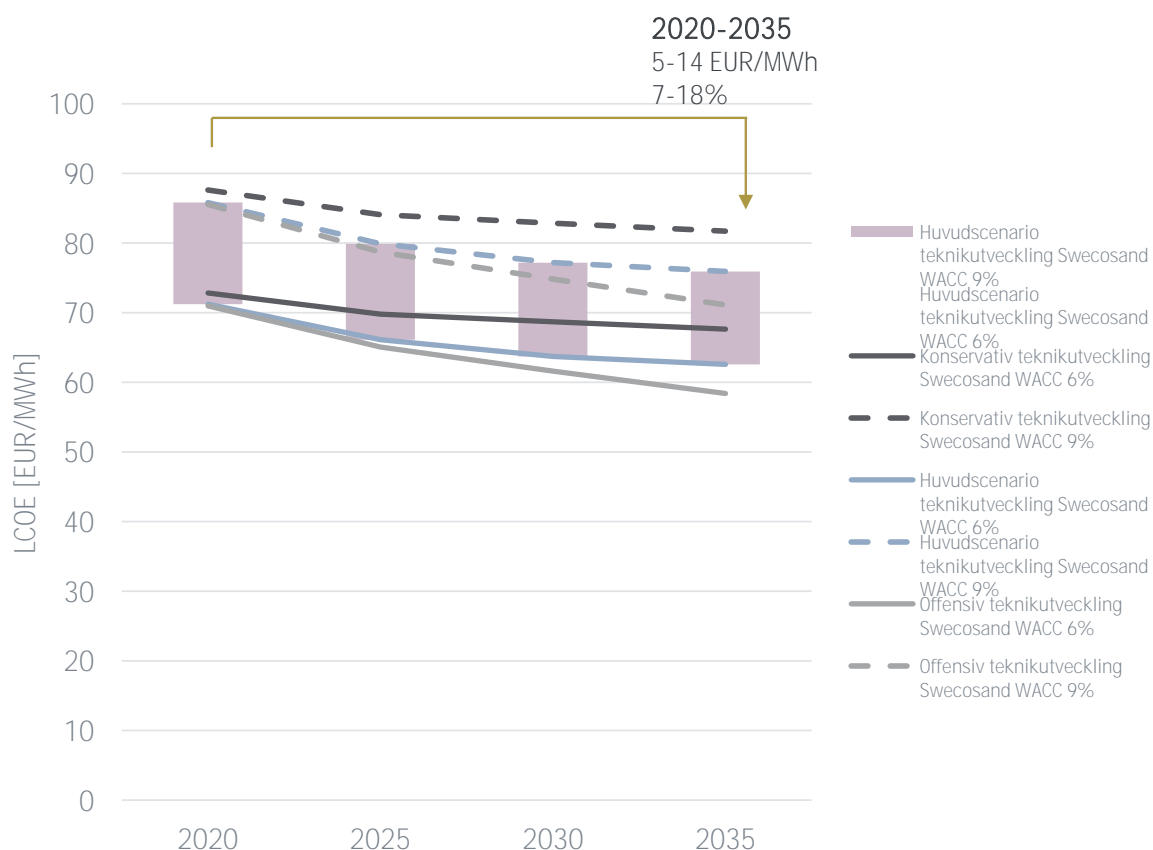
Enbart en ändrat ekonomisk livslängd från 22,5 år (vår referenslivslängd) till 25 år innebär en ca. 3,7% kostnadsreduktion för Swecosund. På samma sätt ger en utgångspunkt på 20 år en kostnadsreduktion på hela 7,7% om man går till 25 år (vid samma buffert och 6% WACC). Att gå från en 10% buffert till 6%, vilket skulle vara tänkbart för en mogen teknologi i ett känt område och med stabila energipolitiska förutsättningar, betyder en ca. 2,7% lägre LCOE för Swecosund i 2025.

Tabell 9: Känslighetsanalys för LCOE i huvudscenariot: olika livslängder, WACC och projekt contingency

WACC	Ekonomisk livslängd (år)	Projekt buffert	LCOE 2020 [EUR/MWh]	LCOE 2025 [EUR/MWh]	LCOE 2030 [EUR/MWh]	LCOE 2035 [EUR/MWh]
9%	20	6%	72,2	67,3	64,9	63,8
		10%	74,3	69,3	66,8	65,7
	22,5	6%	70,0	65,2	62,8	61,8
		10%	72,0	67,1	64,7	63,6
6%	20	6%	68,4	63,7	61,3	60,3
		10%	70,3	65,5	63,1	62,0
	22,5	6%	61,1	56,8	54,6	53,6
		10%	62,7	58,3	56,1	55,1
5%	20	6%	58,6	54,4	52,3	51,3
		10%	60,1	55,9	53,7	52,7
	22,5	6%	56,6	52,6	50,5	49,6
		10%	58,1	54,0	51,9	50,9
5%	20	6%	57,6	53,5	51,4	50,5
		10%	59,1	55,0	52,8	51,8
	22,5	6%	55,1	51,1	49,0	48,1
		10%	56,5	52,4	50,3	49,4
25	6%	53,0	49,2	47,2	46,2	
	10%	54,4	50,4	48,4	47,5	

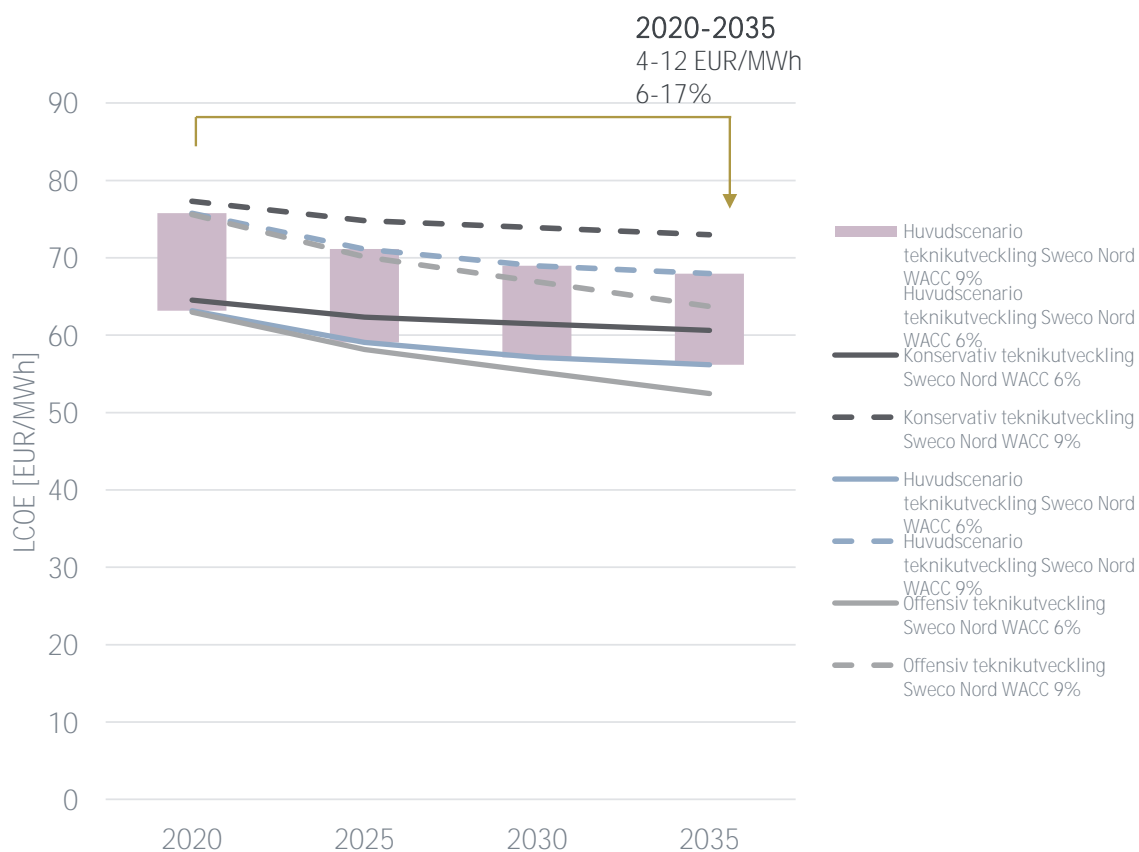
Swecosand (Figur 59) har bra vindförhållanden, men ändå lite högre kostnader i jämförelse med de andra havsbottenförankrade svenska referensprojekt, eftersom den ligger med 33 km längre bort från kusten och på större vattendjup, vilket ökar nätanslutnings- och fundamentkostnaderna. Elnätanslutningen bedöms utgöra ca 8-11 EUR/MWh i kalkylen. Kostnadsreduktionspotentialen ligger dock i linje med bedömningen för de andra havsbottenförankrade svenska projekt, 5-14 EUR/MWh mellan 2020-2035 (7-18%). En anledning att kostnadsreduktionspotentialen bedöms vara lite högre för Swecosand är användandet av fackverksfundament, som i vår analys bedöms ha ett högre industrialiserings- och kostnadsreduktionspotential än gravitationsfundament.

Figur 59: Swecosand - kostnadsutveckling



Sweco Nord (Figur 60) har bra vindförhållanden, ligger med 11 km relativt nära kusten och relativt begränsat vattendjup, där gravitationsfundament har antagits. Detta resulterar i kostnadsnivåer jämförbara med Swecosund. Det som skiljer är framförallt nätanslutningskostnaden, som bedöms ligga mellan 5-7 EUR/MWh.

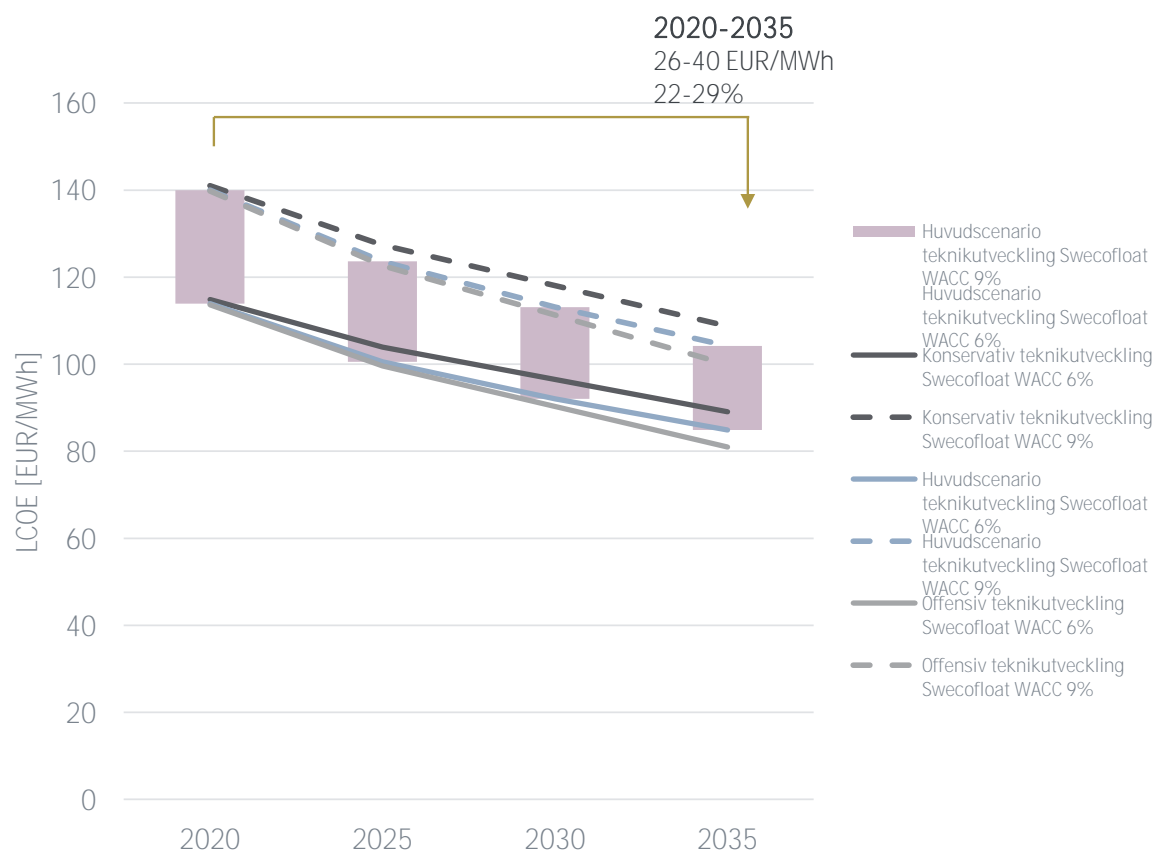
Figur 60: Sweco Nord - kostnadsutveckling



Swecofloat (Figur 61) visar givetvis den högsta produktionskostnaden av våra fyra svenska referensprojekt, framförallt på grund av den fortfarande höga fundamentkostnaden som antas, även om vi antar att kommersialiseringen av flytande fundament kan komma igång runt 2025. Samtidigt visar projektet den största kostnadsreduktionspotentialen just på grund av fundamentet och den förväntade kommersialiseringen i andra länder.

Flytande fundament är dock inte nödvändigtvis det första valet, eftersom det finns redan tillståndsgivna projekt nära kusten och med låga kostnader. Det måste läggas till att fundament CAPEX för flytande fundament innehåller en stor osäkerhet pga. den tidiga fasen i utveckling. Swecofloat har med 13-18 EUR/MWh de högsta nätanslutningskostnaderna av våra referensprojekt.

Figur 61: Swecofloat - kostnadsutveckling



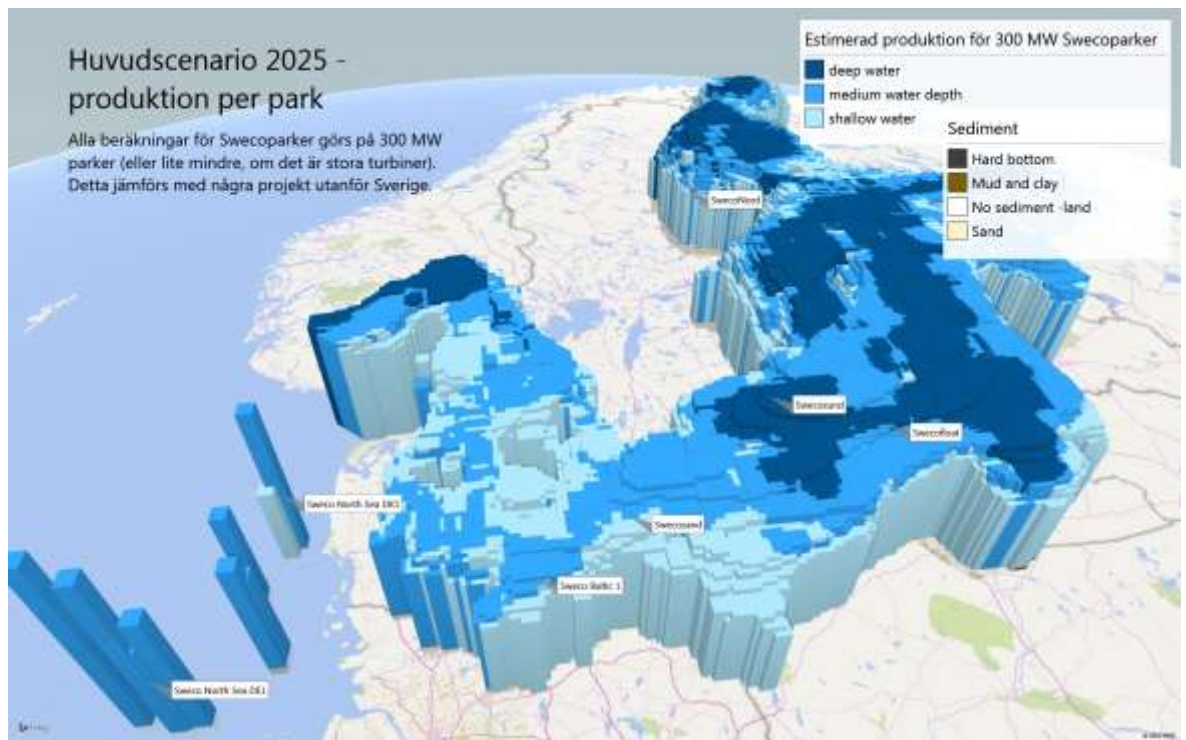
2.6.2 Jämförelse med havsbaserad vindkraft i Nordsjön

De fyra fiktiva svenska havsbaserade vindkraftparkerna har jämförts med ett antal representativa parker i Nordsjön. Förutsättningarna för dessa presenteras i tabellen nedan.

Tabell 10: Swecos typprojekt i Nordsjön

	Sweco North Sea DK1	Sweco North Sea NL1	Sweco North Sea DE1	Sweco Irish Sea
Avstånd från land	30 km	35 km	54 km	8 km
Vindhastighet 100 m asl	9,94 m/s	10,20 m/s	9,92 m/s	9,78 m/s
Produktion [GWh/år]	1108-1225	1299-1400	1259-1363	1238-1344
Genomsnittligt vattendjup	16 m	28 m	27 m	8 m
Sediment	Sand	Sand	Sand	Lera
Fundament	Monopile upp till 10 MW	Monopile upp till 10 MW	Monopile upp till 10 MW	Gravitation
Nätanslutning	AC	AC	AC	AC

Figur 62: Produktion per 300 MW park i Östersjön för huvudteknikutvecklingsscenario 2025

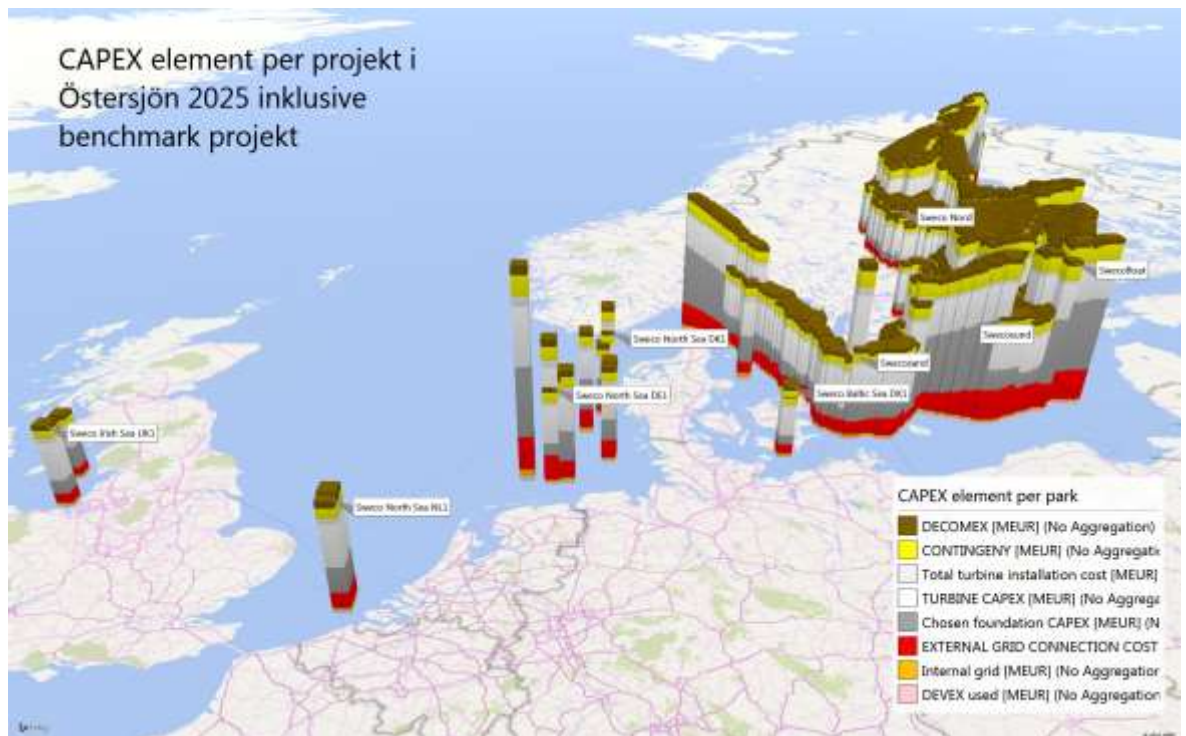


Källa: Sweco OffshoreWindCostimator

Figur 62 åskådliggör produktionen från de olika 300 MW typprojekt i Östersjön och Nordsjön. Värderna finns dokumenterade i Tabell 10.

Figur 63 åskådliggör sammansättning av projekt CAPEX för olika projekt i Östersjön och Nordsjön. Om man jämför ”genomsnittliga reala” projekt med varandra ligger de flesta Östersjöprojekt närmare kusten och har framförallt lägre nätanslutningskostnader, medan projekt i Nordsjön efterhand har flyttat längre från kusten.

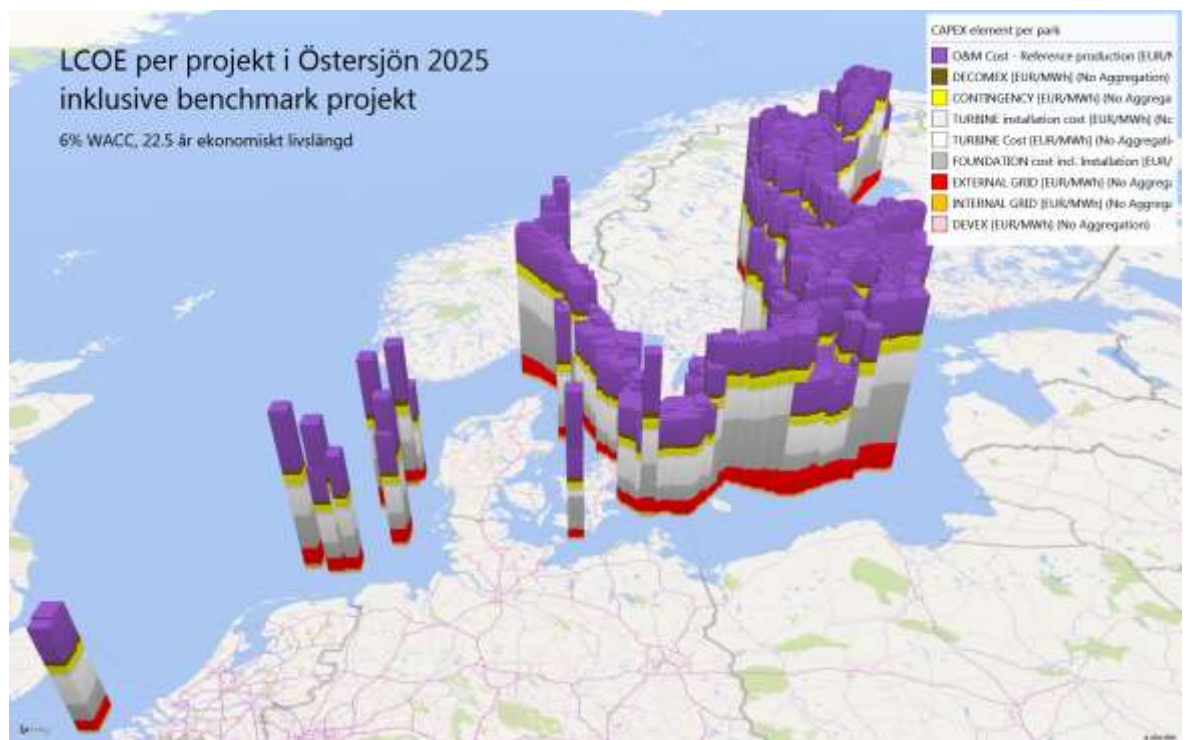
Figur 63: CAPEX element för projekt i Östersjön och benchmark projekt i Nordsjön



Källa: Sweco OffshoreWindCostimator

Figur 64 illustrerar de olika kostnadselement för LCOE och samtliga undersökta siter eller typprojekt. Den detaljerade kostnadsuppställningen, både CAPEX och LCOE, framgår av Excel-underlaget.

Figur 64: LCOE för svenska havsbaserade projekt vs Nordsjöprojekt

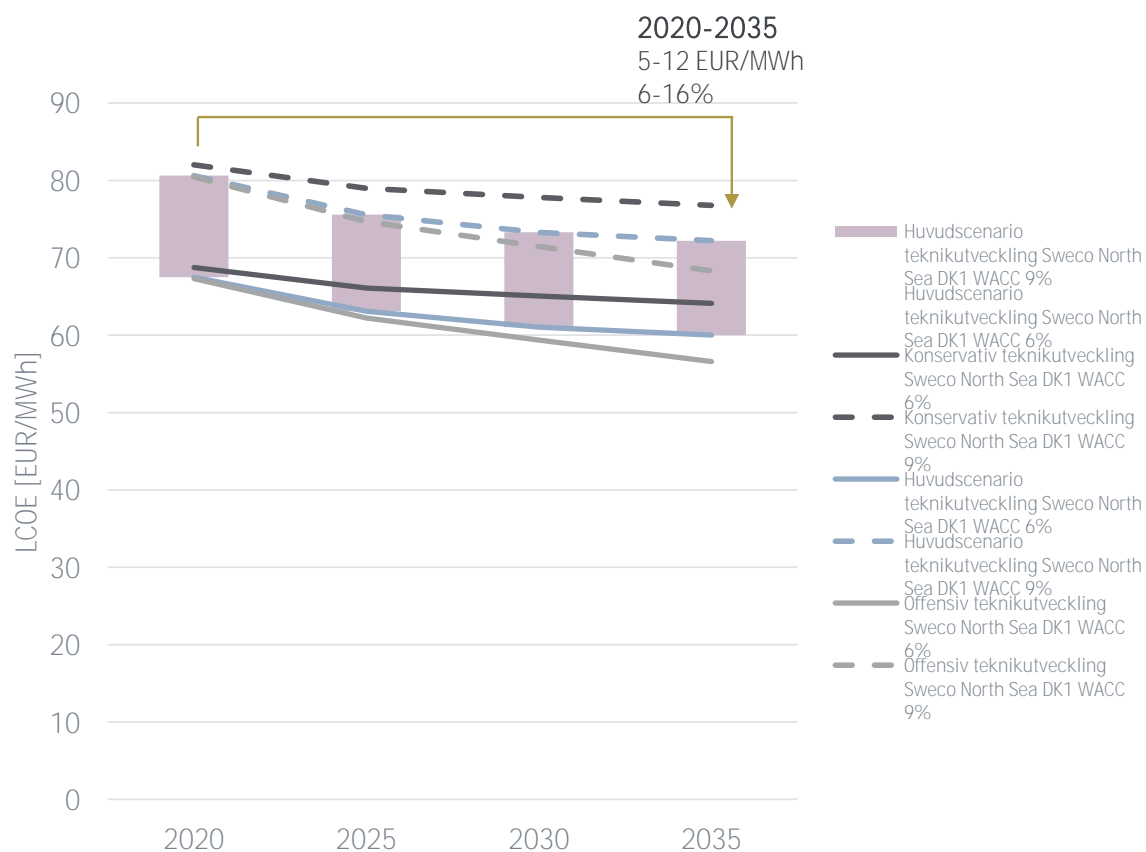


Källa: Sweco OffshoreWindCostimator

Generellt sätt kan sägas att vindförhållandena för våra typiska Nordsjöprojekt är ca. 1 m/s bättre än för våra valda svenska typprojekt (100 m asl). Detta resulterar i högre produktion för samma teknikutvecklingsscenario, navhöjd och parkstorlek. Vi antar dock att det sämre väderförhållandet i Nordsjön begränsar tillgängligheten för parkerna längre bort från kusten en aning, vilket drar ned produktionen vid oplanerat underhåll. Planerat underhåll antas dock kunna fungera lika bra som under Östersjöförhållanden, vilket förutsätter att man inför en välfungerade övervakning av viktiga strukturella element.

Generellt bedömer vi kostnadsreduktionspotentialen för våra typprojekt i Nordsjön till 5-17%, beroende på site och fundamentval. I de scenarier där vi får större generatorstorlek än 10 MW, förutsätter vi att man kan introducera fackverkskonstruktioner, eftersom vi begränsar kostnadsmodellen för XL-monopiles upp till 10 MW.

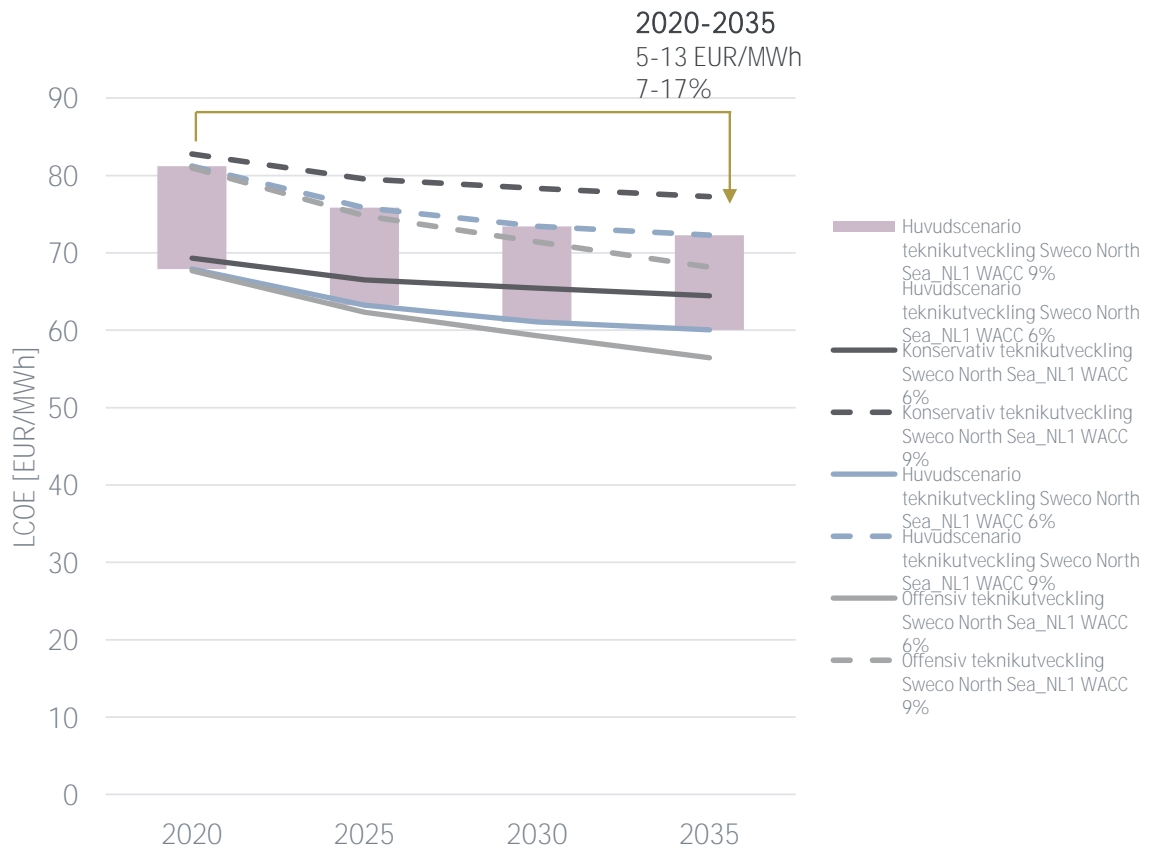
Figur 65: Sweco North Sea DK1 - kostnadsutveckling



Sweco North Sea DK1 återspeglar ett typiskt dansk 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.

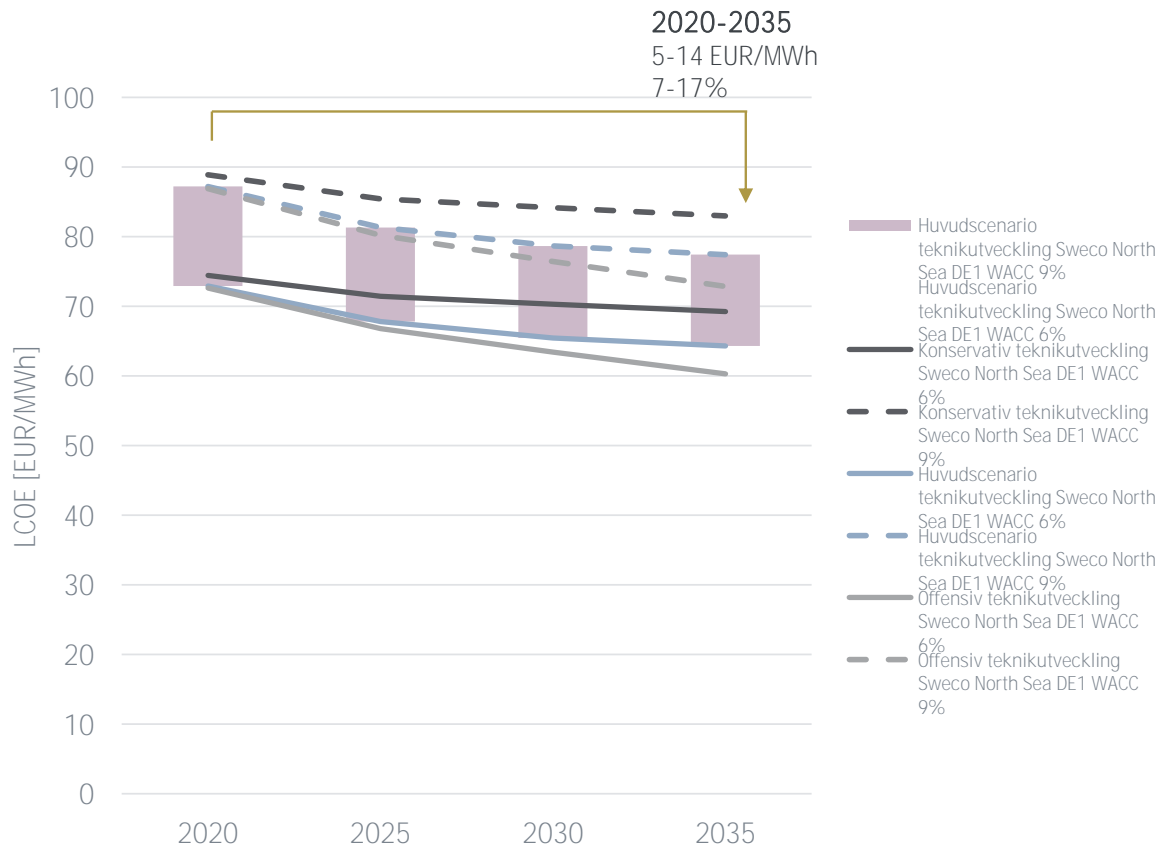
Sweco North Sea NL1 representerar ett typiskt nederländskt projekt: 35 km från land med ett genomsnittligt vattendjup 28 m. Kostnaden bestäms av lite högre fundamentkostnader som dock kompenseras av mycket bra vindförhållanden och högre produktion. Elanslutningskostnadens andel av produktionskostnaden är ca. 7-9 EUR/MWh.

Figur 66: Sweco North Sea NL1



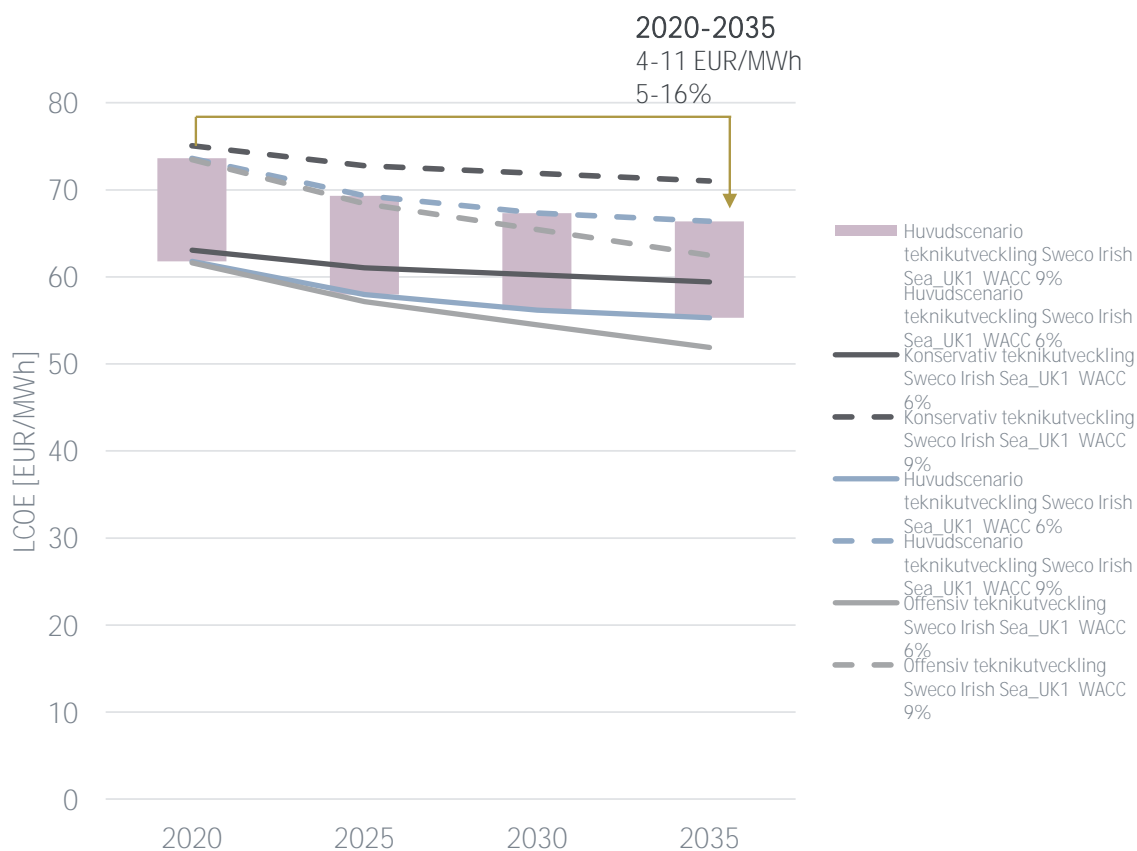
Sweco North Sea DE1 återspeglar ett typiskt tyskt projekt. Den ligger med 54 km relativt långt från kusten vilket gör att anslutningskostnaden blir mycket högre än i de andra Sweco-typprojekt för Nordsjön, ca. 9-12 EUR/MWh. Projektet ligger även på lite djupare vatten (27 m), men har bra vindförhållanden.

Figur 67: Sweco North Sea DE1



Sweco Irish Sea visar en kostnadsreduktionspotential mellan 4-11 EUR/MWh och kostnadsnivåer jämförbara med Östersjön. Sweco Irish Sea har mycket bra förutsättningar: nära till land (endast 8 km), låg vattendjup (ca. 8 m) och mycket bra vindar vilket bidrar till låga produktionskostnader enligt vår modell.

Figur 68: Sweco Irish Sea



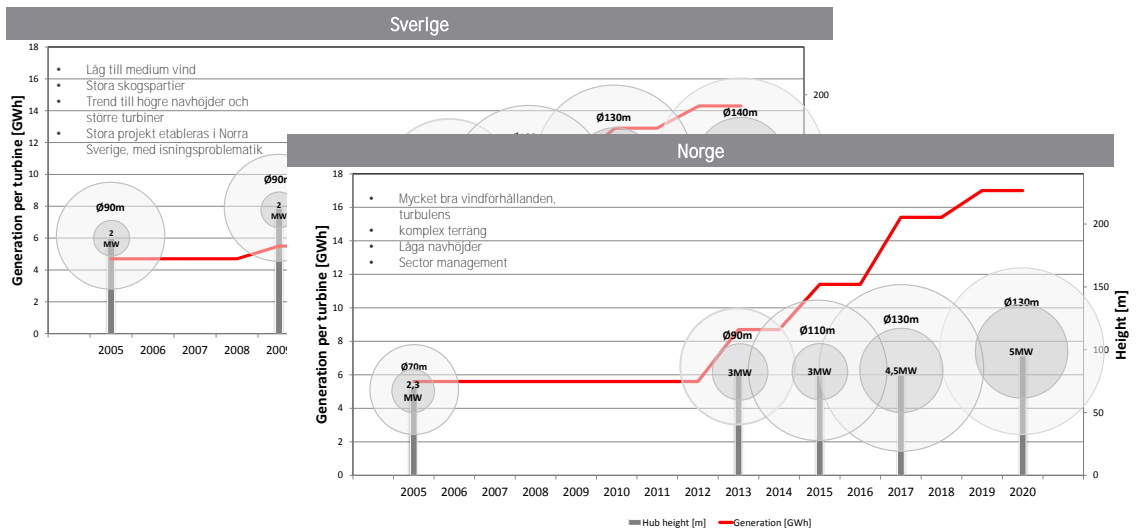
2.6.3 Jämförelse med landbaserad vindkraft i Sverige

Ökande rotordiameter inom alla vindklasser tillsammans med högre navhöjder har visat sig vara en viktig utveckling för mer kostnadseffektiva och produktiva vindkraftverk, såväl på land som till havs. Under de senaste tio åren har det skett en snabb teknisk utveckling inom vindkraft vad gäller förbättrat energiutbyte och kostnadseffektivitet. Detta är mest synligt i utvecklingen av högre torn, större rotorerna och generatorer. Orsakerna till denna utveckling är att en större rotor gör det möjligt att tillvarata vinden på ett bättre sätt, vilket resulterar i högre energiutbyte per turbin och även att andra siter kan bli aktuella.

Vi ser olika tekniska utvecklingar i de olika länderna på den nordiska marknaden. Detta beror på flera faktorer, men de två främsta orsakerna är vindförhållanden och tillståndsvillkor. I den södra delen av Sverige är den totala höjden för landbaserade vindkraftsprojekt ofta begränsad till 150 meter. Högre navhöjd möjliggör åtkomst till bättre vindresurser. Detta är enklast att genomföra när turbiner placeras utanför sikte för bebyggelse vilket innebär en högre utbyggnadspotential för norra Sverige där det är glesbefolkat.

Utöver trenden mot ökad navhöjd fortsätter trenden mot ökad turbinkapacitet. Tekniken som kommer användas i en viss marknad är beroende av både vindförhållanden och även föreskrifter och tillståndsvillkor. I Figur 69 visas trender för nav- och total turbinhöjder för de nordiska länderna.

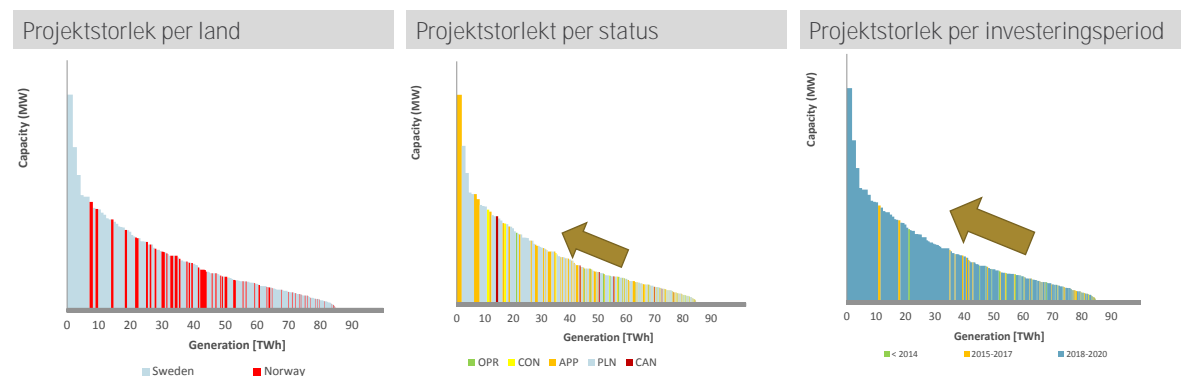
Figur 69: Swecos teknikutvecklingsscenario för landbaserad vindkraft i Norge och Sverige



Källa: Sweco

Samtidigt ses en trend mot större och större projekt över tid, se Figur 70.

Figur 70: Utveckling av projektstorlek, projektstatus och investeringsperiod för landbaserad vind i Sverige och Norge



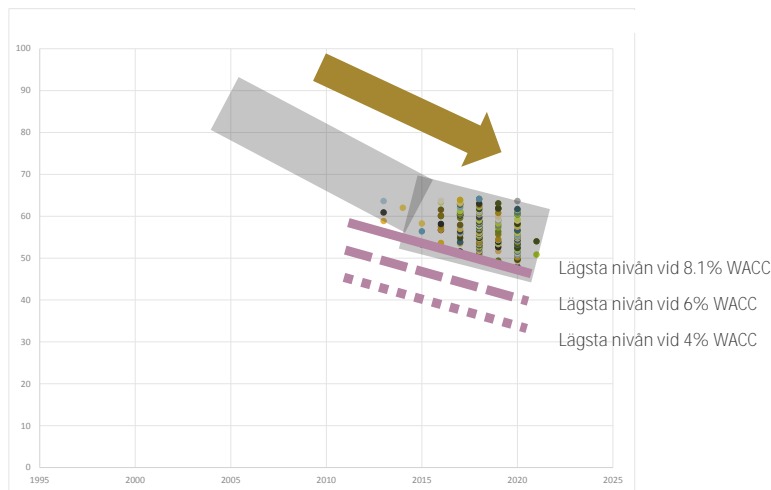
Källa: Sweco WindCostimator

Det finns en tydlig nedåtgående trend i investeringskostnaden per MW i samtliga nordiska länder. Drift och underhåll minskar men är ett område där det fortfarande finns en stor potential för utveckling och optimering. Nedmonteringskostnader väntas att förbli konstant. Utvecklingen av kostnader för nätet och försäkringskostnader kan betraktas som områden med störst osäkerhet.

Kapacitetsfaktorn ökar och investeringskostnaden sjunker, vilket leder till sjunkande produktionskostnader för vindkraften. I Sverige är vindresurserna bra men högre navhöjder krävs för att komma åt bättre vind. Figur 71 visar en överblick över kostnadsutvecklingen inom svensk vindkraft vid olika WACC.

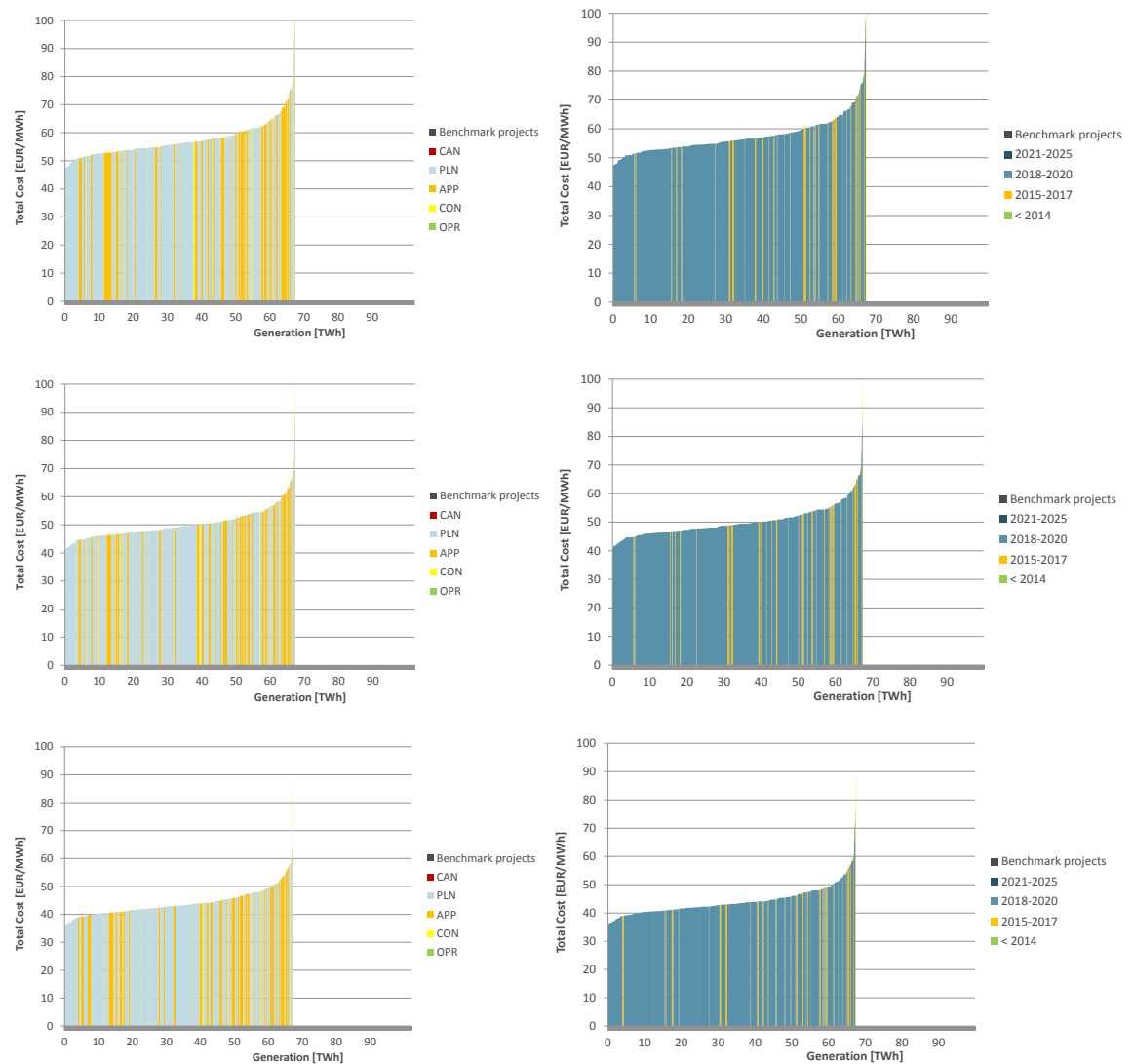
Figur 72 visar den svenska utbudskurvan för vindkraft för olika WACC, projektfas och tillstånd för svensk landbaserad vindkraft. Swecos uppfattning är att det finns starka aktörer och fortsatt drivkraft att bygga ut den svenska landbaserade vindkraften, om än med relativt låga avkastningskrav.

Figur 71: Kostnadsutveckling inom svensk vindkraft vid olika WACC



Källa: Sweco WindCostimator

Figur 72: LCOE för svenska landbaserade vindkraftsprojekt som kan byggas mellan 2016-2020 med en WACC på 8 procent (rad 1), 6 procent (rad 2), respektive 4 procent (rad 3)

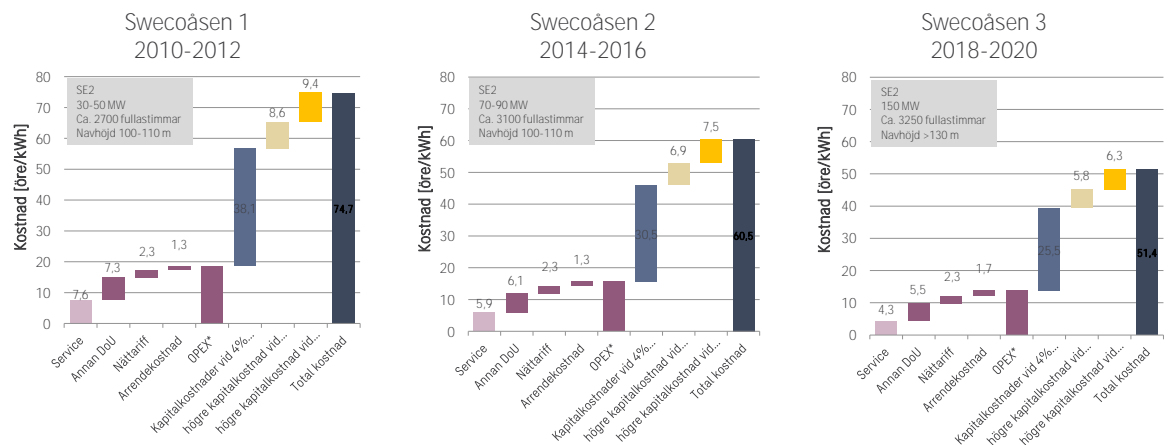


Källa: Sweco WindCostimator

Det finns ett större utbud av svenska vindkraftsprojekt än vad som kan byggas ut fram till 2020 inom ramen för elcertifikatmarknaden. En hel del redan tillståndsgivna projekt som skulle kunna byggas ut vid rådande marknadsläge om man har låga avkastningskrav. Det finns även en större volym inom de tillståndssökta projekten som har ännu lägre kostnader. Här blir det en tidsfråga om dessa projekt hinner få tillstånd och fatta investeringsbeslut innan certifikatsmarknadsmålet är uppfyllt.

Figur 73 visar kostnadsposter för det hypotetiska vindkraftsprojektet Swecoåsen som antas realiseras i norra Sverige i tre olika etapper mellan 2010 och 2020. Swecoåsen exemplifierar både teknikutvecklingen via en lägre specifik investeringskostnad, projektutveckling via högre navhöjd och fullasttimmar samt olika WACC över tid. Av den anledningen visas kapitalkostnaden här både med 4, 6 och 8 procent WACC.

Figur 73: Swecoåsen – ett vindkraftsprojekt i etapper



Källa: Sweco

Medan det antas en fortsatt teknikutveckling för turbinen efter 2020, kan det finnas begränsningar för tillstånd och därmed maximalhöjd som kommer begränsa kostnadsutvecklingen även i Sverige. Det är därför sannolikt att gapet mellan kostnaden för havsbaserad och landbaserad vindkraft minskar.



3 Samhällsekonomiska effekter och näringslivsutveckling av havsbaserad vindkraft

Havsbaserad vind tycks vara mer arbetsintensiv än landbaserad genom projektets tre faser; projektering, bygg och installation samt drift och underhåll. Utifrån studier kan konstateras att det är stor variation i sysselsättningsgraden för havsbaserad vind 5,95–15,73 antal årsarbeten per MW. Detta kan jämföras med landbaserad vind där motsvarande intervall ligger på 3,70–8,79 årsarbeten per MW. Dessa siffror anger direkta arbetstillfällen. Därtill kommer indirekta effekter, i form av bland annat ökad efterfrågan på varor och tjänster i regionen där vindkraftsetableringen sker. Dessa effekter har i hög grad påverkar det lokala samhället och näringslivet.

Näringslivsutvecklingen kring vindkraftsutbyggnad i Sverige har potential, men det krävs engagemang från både privat och offentlig sektor. Tillverkning av insatsvaror är i dagsläget ingen stor marknad i Sverige. Befintlig industri kan nyttjas för tillverkning av insatsvaror för vindkraftsindustrin, men det finns också rum för nyetablering och möjlighet för företag att nischa sig mot havsbaserad vindkraft i takt med att marknaden växer.

Tajmingen mycket viktigt för näringslivsutvecklingen. Under ett scenario där Östersjöländerna skulle bygga ut och inte Sverige, är det mycket mindre sannolikt att man kommer ha någon större möjlighet för export av komponenter eller tjänster, om de inte är mycket högspecialiserade. Tvärtom skulle den ökade konkurrensen genom uppbyggda leverantörskedjor i andra länder kunna ta en del av den möjliga värdeskapningen i Sverige, när man bestämmer sig för att bygga ut i Sverige senare. Å andra sidan skulle just den konkurrensen bidra till ökad kostnadsreduktionspotential även för svensk del.

För att till fullo kunna utnyttja den samhällsekonomiska potential som vindkraftsetablering kan generera, såväl rörande sysselsättning som näringslivsutveckling, krävs att företag har möjlighet, mod och incitament att investera i verksamheter som behövs för etablering av vindkraftsparker, ur ekonomisk, juridisk och legitimitetsaspekt. Detta är i sin tur kopplat till marknadsutsikterna som företagen ser i Sverige och regionen är någorlunda säkra, vilket i sin tur är kopplad till både Sveriges och angränsande ländernas ambitioner, målsättningar och stödsystem för havsbaserad vindkraft. Ett svenskt stödsystem och därmed en svensk hemmamarknad är en förutsättning för näringslivsutvecklingen vi diskuterar nedan. Utan hemmamarknad ser vi begränsade endast möjligheter för näringslivsutveckling inom havsbaserad vindkraft.

3.1 Inledning

I detta avsnitt sammanställs den befintliga litteraturen kring de samhällsekonomiska effekterna av vindkraftsutbyggnad. I huvudsak beaktas sysselsättningseffekter och näringslivsutveckling, men även övriga effekter så som påverkan på det lokala samhället i fråga om turism och fiske samt utbildningsbehov diskuteras.

Under 2009 antog riksdagen en proposition om vindkraft där det sattes upp ett mål att 50 procent av energianvändningen 2020 ska vara förnybar. Till detta finns en planeringsram om att det till 2020 ska finnas förutsättningar för vindkraftskapacitet på 30 TWh, varav 20 TWh vindkraft på land och 10 TWh lokaliserat till havs⁹¹.

Energimyndigheten har uppdragit Sweco att undersöka de samhällsekonomiska effekterna vid utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige genom en syntes av befintlig forskning på området. Nedan studie presenteras en sammanställning av litteratur kring både land- och havsbaserad vindkraft. Avsnitt 5.1.2 beskriver den litteratur som undersökts. I avsnitt 3.2 presenteras de samhällsekonomiska effekter som vindkraften kan ha på lokal, regional och national nivå. Avsnitt 0 presenterar en kvantifierad sammanställning av sysselsättningseffekter för landbaserad vindkraft. Avsnitt 3.4 presenterar motsvarande för havsbaserad vindkraft. I avsnitt 3.5 skattas en prognos för sysselsättningseffekter vid utbyggnad om totalt 30 TWh. I avsnitt 3.6 behandlas näringslivsutveckling. Avsnitt 3.7 diskuterar ett antal samhällsekonomiska effekter av vindkraftsetablering. Avsnitt 3.8 summerar och konkluderar.

3.1.1 Avgränsningar

Den litteratursammanställning som här presenteras fokuserar på samhällsekonomiska effekter i form av arbetstillfällen och näringslivsutveckling vid etablering av vindkraft. Förutsättningar för anslutning till elnät, distributionskapacitet, skattesystem, nättariffer, prissättningsmekanismer, lagstiftning, med mera, kan på olika sätt påverka lönsamheten i vindkraftsprojektet. Dessa faktorer har inte inkluderats i denna studie.

Hur sysselsättningseffekterna presenteras skiljer sig mellan de olika studierna. I denna sammanställning har resultaten redovisats som antal årsarbeten⁹² som skapas per MW installerad effekt. Anledningen till detta är att det är den vanligast förekommande definitionen i internationella studier.

Slutligen ska det tilläggas att inriktningen på den här rapporten har varit att beskriva kunskapsläget. Problem- och lösningsrelaterad diskussion inkluderas inte i uppdraget. Inte heller har egna beräkningar genomförts, utan här presenteras endast en sammanställning av befintlig forskning.

3.1.2 Studier

En genomgång av ett stort antal studier ligger till grund för denna kunskapssammanställning, både granskade och vetenskapligt publicerade och icke. Litteraturen har identifierats med hjälp av två kanaler, dels har sökorden "offshore" "wind" samt "havsbaserad" "vindkraft" använts i vetenskapliga tidskrifter och websökningar, dels har insatta nyckelpersoner intervjuats för att identifiera akademiska artiklar och rapporter. Litteraturen granskades sedan utifrån vald metod. Både fallstudier och prognosticerande modellberäkningar har inkluderats och huvudfokus har legat på svenska studier. Vad gäller de samhällsekonomiska effekterna av havsbaserad vindkraft så är kunskapsläget relativt tunt. Utländska studier har därför inkluderats i den mån de bidrar med information som inte fångas i svenska studier.

3.2 Vindkraftsetablering och samhällsekonomiska effekter

År 2014 bidrog vindkraftsbranschen till 9800 arbetstillfällen i Sverige⁹³. Vindkraft, såväl havs- som landbaserad har visat potential för mängd positiva samhällsekonomiska effekter. Åtskilliga studier visar på den positiva utvecklingen på regional/lokal nivå i samband med vindkraftsutbyggnad. Studier, bland annat från USA, belyser hur vindkraftsetableringar ofta sker i glesbygd och avfolkningsbygd som tack vare

⁹¹ Statens energimyndighet, 2014

⁹² Ett årsarbete innebär i de svenska studierna 1670 arbetstimmar per år faktiskt arbetad tid exklusive semester, sjukfrånvaro, fortbildning. Detta utgör ett osäkerhetsmoment vid jämförelse med internationella studier där definitionerna skiljer sig.

⁹³ Engström, S. 2015. *Historien om den svenska vindkraften*. Malmö. ISBN 978-91-7611-109-3

vindkraften drar nytta av bl.a. nya investeringar, arbetstillfällen, ökade skatteintäkter, arrenden och möjligheter för lokala företag. Studier visar att den enskilt största samhällsekonomiska effekten inom vindkraftsindustrin står att finna inom turbintillverkning. Även om denna på många platser uteblir finns alltså betydelsefulla effekter att nyttja, i form av arbetstillfällen och näringslivsutveckling.

Det bör dock påpekas att vindkraft kan ha motsatta effekter för det lokala samhället. Faktorer som att utnyttjade av landareal visar sig vara mindre optimalt, att vindkraftverken upplevs störande med mera skapar behov för kompensation. Det finns således legitimitetsproblem som måste överkommas innan projektering tar sin början för att acceptans på lokal nivå ska nås. Lokalt delägarskap, tydlig vilja att nyttja lokal arbetskraft, säkra att markarrende och skatteintäkter kommer bygden till godo är några medel som litteraturen visar ökar legitimiteten för vindkraftsetableringar såväl till havs som på land (Ejdemo et. al. 2015).

3.2.1 Direkta och indirekta effekter

Vid samhällsekonomiska analyser som ser till arbetstillfällen och näringslivsutveckling är det av vikt att beakta såväl direkta som indirekta effekter. Direkta arbetstillfällen är sådana som genereras direkt inom projektet för projektering, konstruktion och installation samt i driftfasen. 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, dvs. effekten av att arbetskraften på plats under projektiden spenderar del av sin inkomst på varor och tjänster på orten, är en indirekt effekt.

Omfattningen av de indirekta effekterna beror på ett antal kopplingar till andra ekonomiska aktiviteter i nationellt och regionalt:

- *Bakåtriktade kopplingar:* Köp av varor och tjänster på lokal nivå. Möjligheterna för produktion av insatsvaror nödvändiga för uppförande och drift av vindkraftverken ökar med ökad efterfrågan. Detta kan påverkas av både regional och nationell policy såväl som av företagsstrategi, bland annat ur legitimitetssynpunkt.
- *Framåtriktade kopplingar:* Nedströms aktiviteter som tillför ytterligare värde till slutprodukten. Dessa kopplingar har dock inom vindkraftsindustrin visat sig marginella.
- *Efterfrågekopplingar:* Inkomster genererade av anställda inom vindkraftsetableringen köper varor och tjänster på lokal och regional nivå.
- *Skattekopplingar:* skatteintäkter och dylikt används av regionen.
- Denna kopplings styrka kan även påverkas av både regional och nationell policy såväl som av företagsstrategi (för att stärka legitimiteten).

Den indirekta effekten av att företag i de olika leverantörsleden, liksom deras anställda, spenderar i den lokala ekonomin kan skattas med en multiplikator. Multiplikatorn syftar till att fånga in efterfrågeförändringar för varor och tjänster likväl som förändringar i exempelvis arbetskraft. Genom ökad efterfrågan skapas nya arbetstillfällen i andra sektorer än de direkt relevanta för vindkraftsprojekteringen. Vilken multiplikator som används varierar mellan de undersökta projekten, men den ligger för havsbaserad vind runt 1,4. Vad gäller landbaserad vindkraft är ett vanligt förekommande antagande att multiplikatorn är cirka 1,25, vilket baseras på Energimyndigheten⁹⁴.

Av de 151 300 jobb som vindkraftsindustrin skapade 2007 var 72 procent direkta och 28 procent indirekta. Det kan antas att denna fördelning av direkta/indirekta årsarbeten gäller även för den havsbaserade vindkraftsindustrin. Detta innebär i så fall, enligt Todd et. al. att av de 215 000 jobb som prognostiseras inom Europa till 2030 utgör 154 000 direkta arbetstillfällen och 61 000 indirekta.

3.2.2 Lokalt och regionalt

Lokala och regionala företag och verksamheter har potential att engageras vid vindkraftsutbyggnad, såväl på land som till havs. 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

⁹⁴ Multiplikatorn 1,25 är baserat på Energimyndighetens studie "Arbetskraft, kompetenser och faciliteter för storskaligt vindbruk" (dnr 2009-002313).

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 fundamentalsbyggande kommer personalen från leverantören av vindkraftverk. Jämfört med landbaserad vind har havsbaserade vindkraftverk ett större personalbehov för byggnation, transporter samt drift och underhåll. Samtidigt medför etablering i havet högre totala investeringar för bland annat fundament. Att förbereda fundamenten så långt det går på land och sedan transportera ut dem för slutmontering är ett stort arbete och kräver dessutom en bra hamninfrastruktur. Vid havsetablering byggs inga vägar men arbetet med fundamenten är ofta mycket omfattande (Nilsson 2010).

Jan Evert Nilsson, Professor vid Blekinge Tekniska Högskola, gör följande bedömning kring lokala inköp vid den havsbaserade vindkraftsetableringens olika steg:

- *Vindkraftverk*: ingen lokal produktion i Sverige, montering av inrest personal med specialkompetens, därav lokalt inköp 0%
- *Fundament*: alla typer av fundament har inslag av hantering, montering som kan skötas av en mix av inrest och lokal personal, därav lokalt inköp 5%
- *Havsbottenarbete*: här gäller det dykeriarbeten för fundament och kablar vilket vi har flera lokala företag som har kompetens för, lokalt inköp 50%
- *Elinstallationer*: kostnaderna är till stor del material men även en del markarbeten vilka utförs av lokala företag, därav lokalt inköp 5%
- *Projektering*: fasen för utveckling av parklayout, tillstånd och byggplanering, därav lokalt inköp 10%
- *Drift och Underhåll*: företaget är med och styr hur strukturen på denna verksamhet skall vara och det är mycket viktigt med lokal närvaro för att vara effektiv i denna verksamhet. Personal som är lokalt anställda är kostnadseffektivt och blandas ofta med av leverantören inhyrd specialkompetens, därav lokalt inköp 30%.

3.2.3 Hämmade effekter

Vindkraftsutbyggnad kan medföra en mängd positiva samhällsekonomiska effekter. Det finns dock ett antal hämmade effekter att belysa. Förflyttningseffekten innebär att ekonomiska effekter genereras utanför det geografiska område där aktiviteten sker. Dessa effekter bör avräknas från bruttoeffekten av projektet/aktiviteten. Dessa effekter beskrivs i en brittisk studie (Genecon 2014) som i allmänhet små, mellan 5 och 15 procent korrigeringen av bruttoeffekten. Omfattningen beror givetvis på storleken av det aktuella området; ju mindre område desto större risk för läckage. Denna effekt är endast att betrakta som hämmade ur ett lokal/regionalt perspektiv. Ur ett nationellt perspektiv är denna effekt snarare en ren omfördelning av resurser.

Förflyttning kan också handla om omfördelning av arbetskraft från redan etablerade lokala/regionala arbetsplatser till vindkraftsetableringen. Det skapas då inga nya arbetstillfällen utan det rör sig om en omfördelning av befintlig arbetskraft. Resultatet blir mervärdesförlust i den initiala aktiviteten. Motsvarande effekt uppstår om en ny teknik nya ersätter en etablerad teknik.

Ytterligare en hämmade effekt kan vara att den ökade efterfrågan på arbetskraft och insatsvaror i bygden driver upp löner och prisnivåer vilket i sin tur minskar konkurrenskrafterna hos den lokala privata sektorn samt ökar kostnaden för offentlig sektor. Vindkraftsetablering kan också minska efterfrågan på vissa varor och tjänster, t.ex. inom turismnäringen. Det sistnämnda behandlas mer i avsnitt 5.

En hämmade effekt kan även vara svag satsning från lokala företag samt brist på stöd från lokala och regionala myndigheter. Möjlighet till näringslivsutveckling och tillväxt för befintlig industri kan därmed utebli. Likaså riskerar projektets legitimitet att undermineras, vilket i sig är en hämmade effekt.

3.2.4 Tidshorisonten

Vindkraftsetablering sker i tre faser; projektering, byggnation och installation samt drift och underhåll. I realiteten tillkommer även avvecklingsfasen där nedmontering av uttjänta verk sker. Då litteraturen i allmänhet inte inkorporerar detta led i studierna har denna fas uteslutits från denna sammanställning.

Figur 74 nedan illustrerar vindkraftsetableringens faser samt det tidsspänn som respektive fas uppskattas falla inom. Givetvis varierar dessa siffror mellan olika studier och mellan havs- och landbaserad vindkraft. Nedan angivelser innefattar dock dessa olika skattningar.

Figur 74: Vindkraftsetableringens tidslinje



Källa: Sammanställning Sweco

3.3 Landbaserad vindkraft

Sysselsättning inom landbaserad vindindustri varierar bland annat beroende på storlek på anläggningen och del av etableringsprocessen. I detta kapitel diskuteras resultat från olika studier av de samhällsekonomiska effekterna av landbaserad vindkraft. I jämförelse med havsbaserad vindkraft finns ett förhållandevis stort antal studier. Fokus ligger därför på studier av anläggningar i Sverige.

I de efterföljande delkapitlen visas studiernas resultat uppdelat i de tre faserna: (i) *projektering*, (ii) *bygg och installation* samt (iii) *drift och underhåll*. Nyckeltal för varje fas sammanfattas i en tabell i avsnittets slut. I den mån det har varit möjligt har en uppdelning skett på nationella och regionala arbetstillfällen, samt på direkta och indirekta arbetstillfällen. Hur och på vilken detaljnivå resultaten redovisas skiljer sig stort mellan de olika studierna varför en likvärdig uppdelning för samtliga studier inte har varit möjlig. Även hur faserna avgränsas skiljer sig mellan de olika studierna och är ofta inte redovisat i detalj. För vissa studier finns endast beräkningar för någon av faserna. Detta utgör osäkerhetsmoment som i någon utsträckning kan förklara skillnader mellan studierna. I den mån det kan utronas utifrån studierna diskuteras möjliga orsaker till skillnaderna. Vidare förefaller det sig naturligt att sysselsättningseffekterna skiljer sig beroende på lokala och regionala förutsättningar.

Flera studier har gjorts för att beräkna antalet nya arbetstillfällen som skapas vid en utbyggnad av vindkraften. EWEA (2009) har i sin rapport beräknat att det skapas 15,1 årsarbeten per installerad MW. Beräkningen avser EU-nivå och siffrorna inkluderar tillverkning, drift - underhåll och de indirekta effekter utbyggnaden får för samhället. Svensk Vindenergi (2009) har baserat sina uträkningar på en amerikansk modell och kommer fram till att det kan skapas cirka 15 årsarbeten per installerad MW vid utbyggnad av vindkraft i Sverige. Även denna siffra inkluderar turbintillverkning, installation, drift och underhåll och de indirekta effekter utbyggnaden får för samhället. I de här redovisade svenska studierna har endast i ett fall (Havsnäs anläggning) tillverkning av delar till vindkraftsparken inkluderats i kartläggningen. Sådan tillverkning sker i mycket hög utsträckning utomlands (Ejdemo et. al., 2015) och denna rapportens fokus ligger på nationella och regionala/lokala sysselsättningseffekter.

Tula Ekengren har, på uppdrag av Power Väst, undersökt sysselsättningseffekter vid vindkraftsetableringar i Västra Götaland. Studien bygger på insamlad data från Rabbalshede Kraft och Svenska Naturenergi, vilket jämförs med andra studier som tittat på Mörttjärnsberget och Skogberget.

Vindkraftcentrum.se som är den regionala samordnaren för vindkraft i Jämtlands län, har på uppdrag av Härjedalens kommun genomfört en fallstudie av Glötesvårens vindkraftspark. Parken omfattar totalt en installerad effekt på 90 MW uppdelat på 30 kraftverk. Genom samarbete med parkens projektledning har fullständig insyn i byggprojektet erhållits, anger författarna. Sammanställningen är begränsad till det arbete som utförts vid byggandet av parken och exkluderar tillverkning av insatsvaror. I linje med ovan har en multiplikatoreffekter på 1,25 använts, vilket anges vara ett relativt osäkert antagande baserat på tidigare studier.

Jesper Persson och Fredrik Fernqvist vid Sveriges Lantbruksuniversitet har år 2016 genomfört en kunskapssammanställning av socioekonomiska effekter av vindkraft, där den lokala sysselsättningseffekten är en aspekt. Rapporten går igenom ett antal projekt, både svenska och internationella. Tio projekt har valts ut för den svenska sammanställningen, samtliga är landbaserade vindparker; åtta rör sig om fallstudier och två utgör scenariobaserade ex ante analyser med analysverktyget rAps (regional analys och prognosystem). Den ovan nämnda studien av Glötesvårens vindkraftspark är en av de inkluderade studierna.

Ejdemo et. al. (2015) har även de använt scenariorverktyget rAps för att analysera de potentiella sysselsättningseffekterna av det pågående vindkraftsprojektet Markbygden i Norrland. Författarna drar slutsatsen att vindkraftsprojekt verkar ha likartade effekter på den regionala ekonomin i Sverige som i andra länder, inklusive USA. De betonar de skalfördelar som uppstår vid storskaliga projekt såsom Markbygden, vilket leder till ett lågt antal sysselsatta i förhållande till den installerade effekten, i jämförelse med andra projekt. Trots detta bedöms sysselsättningseffekterna ha en väsentlig betydelse för den lokala sysselsättningsgraden, vilket kan stärkas ytterligare om intäkter i högre utsträckning kan komma kommunen och dess invånare till godo genom vindbonus och liknande metoder.

Som jämförelse presenteras nedan resultaten från ett antal utländska studier. Dessa har inte analyserats ytterligare i de följande delkapitlen, då fokus har legat på svenska förutsättningar, för vilket det finns ett antal studier och rapporter att tillgå vad gäller landbaserad vindkraft.

En brittisk studie (BIGGAR Economics, 2012) har tittat på vindkraftsindustrin i Storbritannien och dess effekter på lokal, regional och nationell sysselsättning på uppdrag av Department of Energy and Climate Change. Denna studie prognostiserar direkta och indirekta effekter vid utbyggnad av landbaserad vind till 2020 baserat på information från 2011. Slutsatsen visar att, jämfört med utgångsvärdet 10 GW som sysselsätter 11 400 årsarbeten: 13 GW ger en total sysselsättningsökning på 36 procent, 15 GW ger en sysselsättningsökning på 62 procent och 19 GW ger en sysselsättningsökning på 112 procent. Denna ökning inkluderar direkta och indirekta effekter, såsom konsumtionseffekt och positiv påverkan på bl.a. turism. Skaleffekter och stordriftsfördelar vid utbyggnad av större anläggningar som effektiviserar arbetet och som påvisar avtagande arbetskraftsintensitet finns även här. Men med större nationell och regional industri ökar efterfrågan på lokalt och regionalt producerade insatsvaror som skapar arbetstillfällen i flera leverantörsled. Därmed den kraftiga ökningen vid större utbyggnad.

Loomis, Hayden, Noll och Payne (2016) har studerat de ekonomiska effekterna av 23 vindkraftsprojekt i Illinois, USA, som samtliga överstiger 50 MW kapacitet. År 2003 fanns i delstaten en vindkraftskapacitet på totalt 50 MW, vilket år 2012 hade växt till 3 350 MW kapacitet. De 23 anläggningar som analyserats utgör 99 procent av Illinois installerade vindkraftskapacitet. En ekonomisk input-output-modell kallad JEDI används till analysen. Resultaten visar att under bygg- och installationsfasen genererade projekten sammantaget 19 047 årsarbeten nationellt, vilket i genomsnitt innebär 5,7 årsarbeten per MW i byggfasen. Detta inkluderar tillverkning av delar till verken och indirekta effekter. Vidare tillkom 814 permanenta jobb i staten för att sköta driften av de 23 vindkraftsparkerna, vilket i genomsnitt motsvarar 0,24 årsarbeten per MW. Författarna betonar vikten av att styra Illinois tillverkningsindustrin mot insatsvaror till vindkraftsetableringar för att ytterligare dra nytta av de ekonomiska effekterna av utbyggd vindkraft, samt att erbjuda utbildningar för specialistkompetenser relaterade till vindkraft.

En annan amerikansk studie av Brown m.fl. (2012) sammanfattar resultaten från ett stort antal studier av landbaserad vindkraft baserade på ex ante analyser och konstaterar att 0,1-2,6 regionala årsarbeten per MW skapas i bygg- och installationsfasen, och 0,1-0,6 årsarbeten per MW under driftsfasen. Detta gäller om anläggningen inte ägs av ett lokalt bolag och inkluderar både direkta och indirekta arbetstillfällen. Om anläggningen ägs av ett lokalt baserat företag är sysselsättningseffekterna större under driftsfasen; 0,5-1,3 årsarbeten per MW, vilket beror på att företagets investeringar i högre grad kommer regionens ekonomi till godo. Utöver litteraturöversikten genomförs i studien en ex post analys av de regionala ekonomiska effekterna av vindkraftsinvesteringar i USA år 2000-2008. Resultaten är i linje med tidigare forskning och finner en sysselsättningseffekt på i genomsnitt 0,5 årsarbeten per installerad MW i driftsfasen. I Tabell 11 listas de svenska vindkraftsanläggningar för vilka uppgifter har inhämtats.

Tabell 11: Landbaserade vindkraftsanläggningar i Sverige för vilka data hämtats

Anläggning	Antal verk	MW	Källa
Rabbalshede Kraft – Skaveröd/Gurseröd	11	33	Tula Ekengren Powerväst

Mörttjärnberget	37	85,1	Strömsunds kommun (2014)
Skogberget	36	84,6	Strömsunds kommun (2015)
Svensk Naturenergi - Gunnarby	8	18,4	Tula Ekengren Powerväst
Svensk Naturenergi – Tommared	6	13,8	Tula Ekengren Powerväst
Glötesvålen	30	90	Vindkraftcentrum
Gabrielsberget Syd	20	46	Persson och Fernqvist, SLU (2016)
Dragaliden	12	24	Persson och Fernqvist, SLU (2016)
Jädraås, Ockelbo (Etapp 1)	66	198	Persson och Fernqvist, SLU (2016)
Havsnäs	48	96	Strömsunds kommun (2011)
Blaiken etapp 1	30	75	Persson och Fernqvist, SLU (2016)
Lemmhult (rAps prognos)	32	98	Persson och Fernqvist, SLU (2016)
Markbygden (rAps prognos)	1100	4000	Ejdemo och Söderholm, (2015)

Källa: Sammanställning Sweco

3.3.1 Projektering

Sysselsättningen under projekteringsfasen för landbaserad vind är mellan 0,053 och 0,16 årsarbeten per MW. I detta avsnitt presenteras antal årsarbeten per MW som har genererats i vindparkens projekteringsfas. Planering och projekteringsfasen för en landbaserad vindkraftspark beräknas ta minst 5 år enligt Ekengren (2016). I denna fas sker initialt vindmätningar och kontakter med markägare. På detta följer sedan utredningar såsom miljökonsekvensbeskrivningar, markinventeringar och tillståndsprövning.

Endast ett fåtal studier har särredovisat projekterings- samt bygg och installationsfaserna. För de studier där dessa faser samredovisats presenteras resultaten i delkapitel 3.3.2.

För Rabbalshede krafts anläggningar har denna fas krävt cirka 1,26–1,8 årsarbeten (ibid), vilket innebär 0,04-0,05 årsarbeten per MW för projektering av denna park. Rabbalshede Kraft har uppskattat att fasen har skett nästan uteslutande med regional arbetskraft, och över hälften med lokal arbetskraft.

För Svensk Naturenergi ABs två parker har projekteringen uppskattats vara betydligt mer tidskrävande, 0,16 årsarbeten per MW, vilket beror på att det rör sig om anläggningar på två olika platser, för vilka data dock ej har redovisats separat (ibid).

Fallstudierna av Mörttjärnberget och Skogbergets anläggningar har båda genomförts av Strömsunds kommun – Nätverket för vindbruk och kommer fram till likartade siffror för arbetsinsatsen i projekteringsfasen; c:a 0,08 årsarbeten per MW. Detta innebär totalt 7,0 årsarbeten för de 37 verken vid Mörttjärnberget, samt 6,7 årsarbeten för de 36 verken vid Skogberget.

Tabell 12 sammanfattar informationen i studierna avseende årsarbete per MW i projekteringsfasen. Sammanfattningsvis sysselsätter projekteringsfasen förhållandevis få personer och variationen mellan studierna är relativt liten: cirka 0,05-0,08 årsarbeten per MW.

Tabell 12: Årsarbete/MW i projekteringsfasen

Anläggning	Årsarbete/MW	Kommentar
Mörttjärnberget	0,082	Direkta effekter
Rabbalshede	0,053	Direkta effekter. Tidsspann 5 år.
Skogberget	0,079	Direkta effekter
Svensk Naturenergi (Gunnarby och Tommared)	0,16 för två anläggningar	Direkta effekter

3.3.2 Bygg och Installation

Bygg och installationsfasen sysselsätter för landbaserad vind mellan 1,11 och 3,04 årsarbeten per MW. I denna fas uppskattas 60-70 procent av arbetet utföras av lokala eller regionala företag. Kompetenser som behövs är främst inom el, bygg och anläggning. 20-30 procent av arbetskraften beräknas komma från internationella företag, i huvudsak anställda vid vindkraftstillverkaren som deltar vid installationen av verken (Ekengren, 2016). Resterande del av arbetskraften kan vara nationellt eller regionalt/lokalt rekryterad, beroende på regionen/kommunens förutsättningar.

Fasen pågår normalt i ett till två år och kräver mycket arbetskraft under denna period. I denna fas uppstår även betydande spridningseffekter till den lokala ekonomin då ett antal tillresta personer behöver vistas i kommunen under en stor del av bygg- och installationsfasen.

Viktiga förklaringar till den förhållandevis höga variationen i arbetskraftsintensitet i denna fas mellan olika projekt är lokala förutsättningar såsom markförhållanden, befintlig infrastruktur och andra geografiska förhållanden. En annan viktig förklaring till variationen i utfall relateras till vilken beräkningsmodell som har använts, vilket diskuteras av Persson och Fernqvist (2016). Detta har framförallt ett stort genomslag i bygg- och installationsfasen, som är den mest arbetsintensiva. Den mest tydliga skillnaden vad gäller beräkningsmodell är huruvida studien är prognosticerande (ex ante) eller har utförts för att utvärdera ett redan genomfört projekt (ex post), där den sistnämnda av naturliga skäl kan antas ha bättre förutsättningar att uppnå god precision, givet att full insyn i processen har kunnat erhållas. En svaghet med de svenska fallstudierna är dock att något nollscenario ofta saknas, vilket innebär att alla arbetstillfällen som uppkommer förväntas vara jobb som inte annars hade uppstått. På lokal nivå kan detta antagande vara tillämpligt, men kan vara möjligt att ifrågasätta på nationell och regional nivå.

I fallet med Rabbalshede Kraft har bygg och installationsfasen totalt krävt cirka 90-95 årsarbetskrafter, vilket motsvarar cirka 2,8 årsarbeten per MW. Ett 20-tal tillresta montörer tillbringade 4200 hotellnätter i området, vilket grovt beräknas ha bidragit med ett tillskott på 8 miljoner kronor till den lokala ekonomin i form av boende, mat och övrig konsumtion (Ekengren 2016).

En studie sticker ut med ett betydligt högre antal årsarbeten per MW än övriga; Havsnäs vindkraftspark. Detta beror främst på att även tillverkning av delar till vindkraftsparken inkluderats i kartläggningen, vilket skiljer sig från övriga studier. I jämförelse med de i inledningen av kapitel 0 nämnda 15 årsarbetena per MW för hela processen inklusive tillverkning ligger totalt sett Havsnäs ändå förhållandevis lågt; ca 11 årsarbeten⁹⁵. Den huvudsakliga anledningen till det anges vara skalfördelar då Havsnäs är en förhållandevis stor anläggning (Strömsunds kommun 2011).

Skalfördelar kan även förklara det mycket låga antalet årsarbeten per MW som krävs för bygg och installationsfasen av Markbygdens anläggning, uppger artikelförfattarna. Det bör vidare betonas att Markbygden inte är färdigställd och att ett prognosverktyg har använts för beräkningarna.

Sammanfattningsvis är variationen stor i arbetsintensiteten som redovisas för de svenska anläggningarna, vilket visas i Tabell 13 nedan. Studien med högst värde är Havsnäs på 7,58 årsarbeten per MW, vilket beror på att tillverkning av verken inkluderas i beräkningarna och därmed möjliggör en jämförelse. Lågst värde är för Markbygden, vilket beror på stordriftsfördelar. Det är även viktigt att påpeka att beräkningarna för Markbygden och Lemnhult bygger på scenariobaserade beräkningar som skett ex ante. Om sammanställningen begränsas till svenska fallstudier som skett ex post och som exkluderar tillverkning av insatsvaror ligger spannet i sammanställningen på 1,11–3,04 årsarbeten per MW i bygg och installationsfasen.

Tabell 13: Årsarbete/MW i bygg och installationsfasen

Anläggning	Årsarbete/MW	Kommentar
Rabbalshede	2,8	Endast direkta effekter

⁹⁵ Ink. Indirekta effekter.

Svensk Naturenergi (två parker)	2,52	Endast direkta effekter
Mörttjärnberget	2,82	Endast direkta effekter
Skogberget	2,47	Endast direkta effekter
Glötesvålen	1,76 Varav regional arbetskraft: 0,867 Varav övr. svensk: 0,267 varav utländsk: 0,622	Endast direkta effekter.
Gabrielsberget Syd	2,59	Endast direkta effekter
Dragaliden	3,04	Endast direkta effekter
Jädraås , Ockelbo (Etapp 1)	1,11 varav 0,63 regionalt.	Endast direkta effekter
Havsnäs	7,58 Varav 1,9 regionala	Direkta och indirekta effekter. Högt värde p.g.a. att tillverkning av delar till byggnation ingår. 25 % regionalt i denna fas.
Markbygden (rAps prognos)	0,8	Direkta och indirekta effekter. Lågt värde p.g.a. anläggningens stora skalfördelar, uppger författarna. Multiplikator skattad till 1,2.
Lemmhult (rAps prognos)	4,34 direkta + 1,01 indirekta	

Källa: Sammanställning Sweco

3.3.3 Drift och underhåll

Under hela drifts- och underhållsfasen skapas cirka 2-5,75 årsarbeten per MW. Drift- och underhållsfasen startar när anläggningen är igång och producerar el. Den förväntade drifttiden för ett vindkraftverk brukar anges till 20-25 år. Det löpande drift- och underhållsarbetet utgör 80-90 procent av arbetsinsatsen i denna fas och sköts i regel av lokalt bosatta vindkraftstekniker (Ekengren 2016). Till detta tillkommer besiktningar och tillsyn, som ofta sköts av tillrest personal. I Tabell 14 nedan uttrycks antalet årsarbeten per MW.

För Rabbalshede Kraft beräknas insatsen i denna fas uppgå till 63,25 årsarbeten för hela anläggningen under driftsfasen på 25 år. Detta motsvarar 5,75 årsarbeten per kraftverk eller 1,92 årsarbeten per MW.

Markbygden har med rAps-analys skattats kräva 50 årsarbeten per år, vilket innebär 0,0125 årsarbeten per MW (Ejdemo et. al. 2015). En viktig faktor här är de stordriftsfördelar som uppstår vilket ger ett lågt värde per MW, enligt artikelförfattarna.

Sammanfattningsvis skapas cirka 2-5,75 årsarbeten per MW under hela drifts och underhållsfasen utifrån de genomgångna svenska fallstudierna.

Tabell 14: Årsarbete/MW i drift och underhållsfasen

Anläggning	Årsarbete/MW/år	Årsarbeten/MW över 25 år ⁹⁶	Kommentar
Rabbalshede	0,0768	1,92	Endast direkta effekter
Mörttjärnberget	0,129	2,59	Endast direkta effekter
Skogberget	0,118	2,96	Endast direkta effekter

⁹⁶ Om ej annan förväntad drifttid än 25 år angetts.

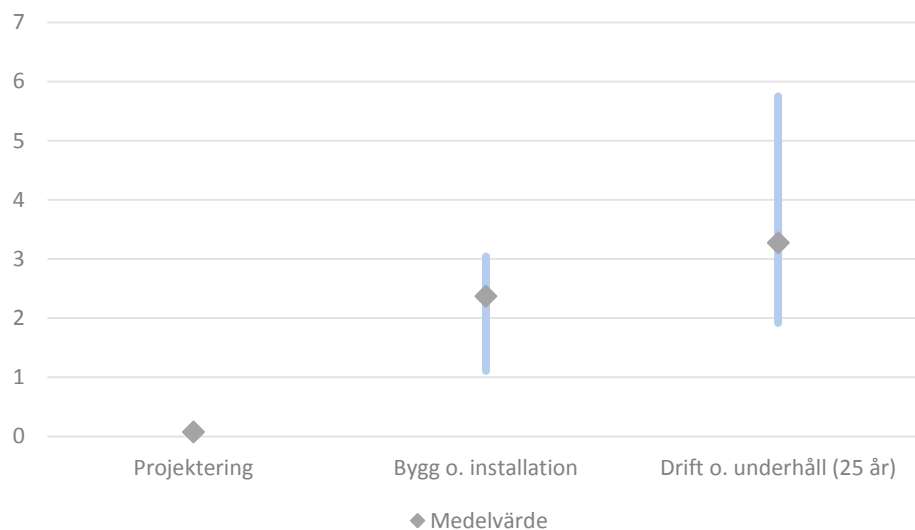
Glötesvålen	0,078	1,94	Endast direkta effekter.
Gabrielsberget Syd	0,14	3,5	Endast direkta effekter.
Dragaliden	0,23	5,75	Endast direkta effekter.
Jädraås , Ockelbo (Ettapp 1)	0,15-0,17	3,75-4,25	Endast direkta effekter.
Havsnäs	0,13 (0,19 enl uppföljning)	3,25 (4,75)	Endast direkta effekter.
Lemmhult (rAps prognos)	0,08	2	
Markbygden (rAps prognos)	0,0125 direkta + 0,005 indirekta	0,3125 + 0,125 indirekta	Lågt värde p.g.a. anläggningens stora skalfördelar, uppger författarna. Endast direkta effekter. Multiplikator skattad till 1,4

Källa: Sammanställning Sweco

3.3.4 Sammanfattning

För de sju projekt där siffror för parkens samtliga faser har kunnat beräknas har i genomsnitt 5,67 årsarbeten per MW använts. Ovan kvantifierade data kring arbetstillfällen vid vindkraftsutbyggnad på land sammanfattas i Figur 75 nedan. För att bibehålla jämförbarheten visas i tabellen resultaten från de svenska fallstudier i litteraturoversikten som ej inkluderar produktion av själva vindkraftverken; något som i hög utsträckning sker utrikes. Endast direkta arbetstillfällen är inkluderade i denna sammanställning.

Figur 75 - Antal årsarbeten/MW per fas för landbaserad vind



Källa: Sammanställning Sweco

För samtliga tre faser rör det sig om 3,7-8,8 årsarbeten . Detta har endast baserats på de rapporter där siffror för parkens samtliga faser har tagits fram. De sju parkerna och dess totalvärde tillsammans med antalet verk och installerad effekt listas i Tabell 15 nedan.

Tabell 15 - Antal årsarbeten/MW för samtliga faser, landbaserad vind

Anläggning	Årsarbeten/MW	Antal verk	MW
Dragaliden	8.79	12	24

Gabrielsberget Syd	6.09	20	46
Skogberget	5.51	36	84.6
Mörttjärnberget	5.49	37	85.1
Jädraås . Ockelbo (Ettapp 1)	5.36	66	198
Rabbalshede	4.77	11	33
Glötesvälen	3.70	30	90

Källa: Sammanställning Sweco

Det bör återigen betonas att stora osäkerheter föreligger gällande jämförbarheten i resultaten för de olika anläggningarna. Även om samtliga projekt som listas i tabellen ovan är svenska fallstudier som exkluderar tillverkning av verken så finns stor variation i hur resultaten redovisas i rapporterna och till synes även i vilka beräkningsmetoder som har använts, vilket kan antas påverka utfallen. Med detta i åtanke kan konstateras att för de sju projekt där siffror för parkens samtliga faser har kunnat beräknas har i genomsnitt 5,67 årsarbeten per MW använts. Vidare har genomsnittsparken en effekt på 80,1 MW och bedöms därmed skapa totalt cirka 454 årsarbeten.

I de svenska fallstudierna har i regel inte några beräkningar av multiplikatoreffekter gjorts, utan ett antagande om en multiplikator på 1,25 har använts. Multiplikatorn beräknas oftast med hjälp av input-output modeller. I Ejdemo et .al. (2015) har med modellen rAps skattat multiplikatorn till 1,2 under bygg och installationsfasen och 1,4 under driftfasen för Markbygdens anläggning vid full utbyggnad.

För genomsnittsparken skulle en multiplikator på 1,25 innebära att ytterligare 114 indirekta årsarbeten tillkommer de 454 direkta.

Även om sambandet inte är perfekt förefaller det finnas ett negativt samband mellan de studerade anläggningarnas storlek och antal årsarbeten per MW; anläggningar med fler verk och högre effekt sysselsätter i regel färre personer per MW. Det visar på de skalfördelar som finns vid stora vindkraftsparker, vilka även bekräftas av rAps-analysen av Markbygdens anläggning.

3.4 Havsbaserad vindkraft

Sysselsättning inom havsbaserad vind är mindre dokumenterad än för landbaserad vind. Antalet arbetstillfällen varierar bland annat beroende på storlek på anläggningen, del av etableringsprocessen och geografisk placering. I detta kapitel diskuteras resultat från olika studier av de samhällsekonomiska effekterna av havsbaserad vindkraft. I jämförelse med landbaserad vindkraft finns ett förhållandevis litet antal studier. Tabell 17 listar de parker där kvantifiering varit möjligt.

I de efterföljande delkapitlen visas studiernas resultat uppdelat på de tre faserna: (i) *projektering*, (ii) *bygg och installation* samt (iii) *drift och underhåll*. Nyckeltal för varje fas sammanfattas i en tabell i avsnittets slut. I den mån det har varit möjligt har en uppdelning skett på nationella och regionala arbetstillfällen, samt på direkta och indirekta arbetstillfällen. Hur och på vilken detaljnivå resultaten redovisas skiljer sig stort mellan de olika studierna varför en likvärdig uppdelning för samtliga studier inte har varit möjlig. Även hur faserna avgränsas skiljer sig mellan de olika studierna och är ofta inte redovisat i detalj. För vissa studier finns endast beräkningar för någon av faserna. Detta utgör osäkerhetsmoment som i någon utsträckning kan förklara skillnader mellan studierna. Vidare förefaller det sig naturligt att sysselsättningseffekterna skiljer sig beroende på lokala och regionala förutsättningar.

Jämfört med landbaserad vind har havsbaserade vindkraftverk ett större personalbehov för byggnation, transporter samt drift och underhåll. Samtidigt medför etablering i havet högre totala investeringar för bland annat fundament. Att förbereda fundamenten så långt det går på land och sedan transportera ut dem för slutmontering är ett stort arbete och kräver dessutom en bra hamninfrastruktur. Ytterligare lokala förhållandena på orten påverkar också kostnader och arbetsintensitet: Behovet av bottenundersökningar, djup vilket påverkar omfattning av dykarbeten, bottenförhållanden som påverkar material- och teknikval, tillgänglighet till transformatorstationer, behov av kabeldragning.

Todd et al. har sammanställt studier som tittar på ekonomiska effekter och sysselsättningseffekter för havsbaserade vindkraftsprojekt i USA och Europa. Tabell 16 nedan visar denna sammanställning.

Tabell 16 - Sammanställning arbetstillfällena i USA och Europa

Plats	Källa	Antal arbetstillfällena	Kapacitet	Arbetstillfällena/MW	År
Europa	EWEA 2009	215 637	300 GW	7	2030
Europa	EWEA 2011	169 500	40 GW	42	2020
Europa	EWEA 2011	300 000	150 GW	20	2030
Storbritannien	Institute for Public Policy Research 2009	70 000	32 GW	22	2020
Storbritannien	Renewable UK2011	45 000	18	25	2020
Storbritannien	Carbon Trust 2008	40 000-70 000	29 GW	14-24	2020
Tyskland	Flertal sekundära källor	30 000	12 GW	25	2030
USA	Department of Energy 2011	43 000	54 GW	8	2030
USA (Atlantkusten)	Department of Energy 2012	1500-7500	200MW/year-1 GW/year	N/A	2020
USA (mellersta atlanten)	HIS Inc./Atlantic Wind Connection	17 000	7 GW	N/A	2026
Lake Eire, Ohio	LEEDCO/Nortech 2010	8000	5 GW	16	2030
Maine Deepwater Plan	The Univeristy of Maine 2011	7000-15 000	5 GW	14	2030

Källa: Todd, J. et al, 2013

Antal jobb som havsbaserad vindkraft förväntas generera skiljer sig som synes avsevärt, från 7-42 arbetstillfällena per MW. Faktorer som påverkar dessa siffror är bland annat var bottendjup och dylika förhållanden för uppförandet av vindkraftverken, hur etablerad branschen är på orten, vilka stordriftsfördelar som finns att nyttja, men även beräkningstekniska aspekter som huruvida turbintillverkning inkluderats i beräkningarna och vilka faser som inkluderas.

En svensk studie som tittat på direkta sysselsättningseffekter för utbyggnad av havsbaserad vindkraft är professor Jan Evert Nilsson (2010) analys av utbyggnad av Blekinge Offshore i den första etappen om 1200 MW. Ett initialt antagande är att en investering om 900 kkr genererar ett årsarbete. Vidare antas i denna studie att vid projektering är 10 procent av arbetskraften lokal. För drift och underhåll är 30 procent av arbetskraften är lokal och/eller regional. I monetära mått antas för ett vindkraftverk om 3,5 MW uppgår investeringar och drift och underhåll till 90 500 kkr varav 2950 kkr lokalt.

IUC Sverige AB har gjort samhällsekonomiska tittat på flertalet projekt, bland annat Storgrundet (128 snurror, 640 MW) och Kriegers flak (70 snurror, 265 MW) för att utifrån dessa exemplifiera beräkningarna av de samhällsekonomiska effekterna vid en total utbyggnad om ca 25 TWh havsbaserad vindkraft under perioden 2016-2025. I den mån relevant indata från befintliga projekt funnits har denna använts (Bockstigen, Utgrunden, Yttre Stengrund, Lillgrund, Vindpark Väner och Kårehamn (under byggnad). Fördelningen av de samhällsekonomiska effekterna beräknas vara 61 procent nationell nivå, 14 procent regional nivå och 25 procent kommunal nivå. Avseende direkta och indirekta effekter görs skattningen för Storgrundet att de samhällsekonomiska effekterna för projektets i sin helhet består av 45 procent direkta effekter, 24 procent indirekta effekter och 31 procent konsumtionseffekter. Det bör påtalas att till de direkta effekterna räknas i denna rapport delar av värdekedjan; insatsvaror och tjänster. Studien konkluderar även att utbyggnaden exemplen Kriegers flak och Storgrundet, förutsatt en livslängd om 33 år, kan innebära samhällsintäkter på 2905 Mkr. Utav dessa är 774 Mkr för kommuner, 396 Mkr för regioner och 1765 Mkr för staten.

Den brittiska konsultbyrån Genecon (2015) har undersökt samhällsekonomiska effekter på regional och nationell nivå vid utbyggnad av Dogger Bank i tre scenarion: 2,4 GW, 4,8 GW och 7,2 GW. Beräkningarna har skett ex ante med hjälp av en input-output-modell. En multiplikator om 1,4 har använts för att beräkna

indirekta/konsumtionseffekter. Studien betonar vikten av att skapa förutsättningar för utveckling av industrikluster relaterade till insatsvaror, vilket visas genom att presentera resultat för scenarion baserade på en hög respektive en låg grad av nationellt producerade insatsvaror. Resultaten visar att med nuvarande näringslivsstruktur skulle Storbritannien nationellt kunna genomföra 38 procent av all produktion relaterad till Dogger Bank-projekten, varav 36 procentenheter inom regionen (North East and Yorkshire & the Humber). Om nya industrier skulle kunna etableras för nationell produktion av insatsvaror bedöms upp till 72 procent av produktionen kunna ske nationellt, enligt rapporten. I rapporten redovisas endast två faser, "Development/Construction" samt "Operation/Maintenance", varför inga uppgifter särredovisas för projekteringsfasen. Liknande antal årsarbeten per MW erhöles för utbyggnaderna på 2,4, 4,8 och 7,2 GW men med marginella skaleffekter, varför de redovisas i ett intervall i tabellerna, där det högsta värdet motsvarar en utbyggnad om 2,4 GW och det lägsta 7,2 GW.

New York Energy Policy Institute (NYEPI) och Stony Brook University har tittat på samhällsekonomisk potential vid eventuell utbyggnad av havsbaserad vind utanför Long Island, USA. Studien använder JEDI för att estimerar direkta och indirekta effekter i två scenarier: 250 MW och 2500 MW. Denna studie behandlar endast bygg och installation samt drift och underhåll varför Tabell 18 för projektering inte innehåller denna studie. De uppskattar att en park med 250 MW installerad effekt kan skapa 2 864 heltidsarbeten, och 645 miljoner dollar tillförs den lokala ekonomin. I detta scenario antas stor del av insatsvaror och tjänster tas utanför regionen. För ett scenario med 2500 MW installerad effekt uppskattas att över 58 000 arbetstillfällen kan skapas och bidrar till den lokala ekonomin med omkring 12,9 miljarder dollar.

Tabell 17 - Havsbaserade vindkraftsanläggningar som undersökts

Källa	Anläggning	Antal verk	MW
IUC Sverige	Kriegers flak	128	640
IUC Sverige	Storgrundet	70	265
IUC Sverige	Stora Middelgrund	110	640
IUC Sverige	Finngunden	300	1500
IUC Sverige	Södra Midsjöbanken	180-230	700
IUC Sverige	Taggen	83	300
IUC Sverige	Trolleboda	30	150
IUC Sverige	Blekinge Offshore	500	2500
Jan Evert Nilsson, BTH	Bleking Offshore Etapp 1	350	1200
Genecon	Dogger Bank	-	2400/4800/ 7200
NYEPI	Long Island	-	250/2500

Källa: Sammanställning Sweco

3.4.1 Projektering

Antalet arbetstillfällen under projekteringsfasen ligger mellan 0,17–0,35 årsarbeten per MW. I detta delkapitel presenteras antal årsarbeten per MW som har genererats i vindparkens projekteringsfas. Denna fas involverar i regel en förhållandevis stor andel externt konsultarbete, nationella och internationella.

Planering och projekteringsfasen för en havsbaserad vindkraftspark beräknas ta minst 3, snarare 5 år, enligt UIC AB.

Studien rörande Blekinge Offshore park uppskattar att 10 procent av inköp av varor och tjänster i denna fas sker lokalt. Ett antagande är att projektering för 3,5 MW kostar 5000 kkr.

Tabell 18 sammanfattar informationen i studierna avseende årsarbete per MW i projekteringsfasen. Sammanfattningsvis sysselsätter projekteringsfasen förhållandevis få personer, dock fler än för landbaserad vindkraft. Variationen mellan studierna är relativt liten, med undantag för Blekinge Offshore Etapp 1 som totalt visar på 1.59 årsarbeten per MW. Med denna studie undantagen ligger mellan 0,17–0,35 årsarbeten per MW.

Tabell 18 – Årsarbeten/MW i projekteringsfasen

Källa	Anläggning	Årsarbete/MW	Kommentar
IUC Sverige	Storgrundet	0,31	
IUC Sverige	Kriegers flak	0,25	
IUC Sverige	Stora Mittelgrund	0,17	
IUC Sverige	Finngrundet	0,24	
IUC Sverige	Södra Midsjöbanken	0,35	
IUC Sverige	Taggen	0,32	
IUC Sverige	Trolleboda	0,23	
IUC Sverige	Bleking Offshore	0,23	
Jan Evert Nilsson	Blekinge Offshore Etapp 1	1,59 varav 0,16 på lokal nivå	

Källa: Sammanställning Sweco

3.4.2 Bygg och Installation

Graden av sysselsättning under bygg och installationsfasen för havsbaserad vind varierar mycket, bland annat beroende på anläggningen storlek, tillgång till kompetens och insatsvaror samt byggförhållanden såsom havsdjup, botten och avstånd till land. Bygg och installation skiljer sig avsevärt mellan land- och havsbaserad vindkraft. Att bygga vindkraftverk till havs kräver mer och annan teknik och kompetens än på land. Det är därför rimligt att havsbaserad vind kostar mer och kräver mer arbetskraft under denna fas. Även olika havsbaserade parker skiljer sig åt. Havsdjup, bottenförhållanden, närhet till hamn är några parametrar som avgör omfattning på projektet.

Fasen pågår normalt i två till tre år, vilket är något längre än för landbaserad vind. Detta beror bland annat på att arbetet är mer väderberoende och i huvudsak sker under vår och sommar. I bygg och installationsfasen inkluderas i allmänhet fundamentering, havsbottenarbete, elinstallation mm.

I denna fas uppskattas 15-30 procent av arbetet utföras 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, i huvudsak anställda vid vindkraftstillverkaren som deltar vid installationen av verken. Detta då byggnation och installation av havsbaserad vind är mer komplicerad än landbaserad, och tillräcklig kompetens inte alltid står att finna på plats. Resterande del av arbetskraften kan vara nationellt eller regionalt/lokalt rekryterad, beroende på regionen/kommunens förutsättningar.

Bygg och installationsfasen är mycket arbetskraftsintensiv och denna fas uppstår även betydande spridningseffekter till den lokala ekonomin då ett antal tillresta personer behöver vistas i kommunen under en stor del av bygg- och installationsfasen. Tabell 19 visar årsarbete per MW för de olika studierna.

Viktiga förklaringar till den förhållandevis höga variationen i arbetskraftsintensitet i denna fas mellan olika projekt är lokala förutsättningar såsom bottenförhållanden, djup, befintlig infrastruktur och andra geografiska förhållanden. En annan viktig förklaring till variationen i utfall relateras till vilken beräkningsmodell som har använts, vilket diskuteras av Persson och Fernqvist (2016). Detta har framförallt ett stort genomslag i bygg- och installationsfasen, som är den mest arbetsintensiva. Den mest tydliga skillnaden vad gäller beräkningsmodell i jämförelse med landbaserad vind är att studierna i detta avsnitt är prognosticerande, vilket gör att de av naturliga skäl kan antas ha något sämre förutsättningar att uppnå god precision.

UIC räknar med ett 0-värde vad gäller nationell tillverkning av både vindkraftverk och turbiner, motiverat med att överskatta de samhällsekonomiska eller sysselsättningseffekterna. Andelen svenska komponenter antas ligga mellan 0-10 procent av värdet i ett vindkraftverk.

Tabell 19 - Årsarbete/MW i bygg och installationsfasen

Källa	Anläggning	Årsarbete/MW	Kommentar
IUC Sverige	Storgrundet	11,8 varav 2,1 svensk arbetskraft	
IUC Sverige	Kriegers flak	12,9 varav 3,4 svensk arbetskraft	
IUC Sverige	Stora Middelgrund	2,31	
IUC Sverige	Finngrundet	3,36	
IUC Sverige	Södra Midsjöbanken	4,9	
IUC Sverige	Taggen	2,16	
IUC Sverige	Trolleboda	1,56	
IUC Sverige	Bleking Offshore	1,56	
Jan Evert Nilsson	Bleking Offshore Etapp 1	3,87 varav 0,29 lokalt	
Genecon	Dogger Bank	<i>Med Storbritanniens existerande näringslivsstruktur:</i> Nationellt: 7,3–7,4 varav 7,0–7,1 regionalt. <i>Med utbyggd nationell produktion av insatsvaror:</i> Nationellt: 14,0-14,1 varav 11,8-11,9 regionalt.	Multiplikator på 1,4 används för att få indirekta effekter. Inkluderar även projekteringsfasen. Produktion av insatsvaror inkluderas i den mån de produceras nationellt.
NYEPI	Long Island 250 MW	10,9	Direkta och indirekta effekter
NYEPI	Long Island 2500 MW	5,7	Direkta och indirekta effekter

Källa: Sammanställning Sweco

3.4.3 Drift och Underhåll

Antal årsarbeten under drift- och underhållsfasen varierar mer för havsbaserad vind än för landbaserad, bland annat beroende på tillgång till servicekunnig personal. Tabell 20 redovisar årsarbeten per MW för drift och underhållsfasen. Variationen kring årsarbeten per MW i drift och underhållsfasen är förhållandevis stor. Faktorer som kan påverka detta är bland annat hur svår- eller lättillgängligt det är att ta sig ut till vindkraftverken och parkernas geografiska förhållande till varandra; om det finns stordriftsfördelar att nyttja avseende serviceteam.

Jan Evert Nilsson (2010) skriver att EWEA beräknar att antalet årliga arbetstillfällen per installerad MW uppgår till 0,4. För Sverige beräknar motsvarande siffra till 0,49 men han förutspår att denna siffra kommer att sjunka till 0,35 på grund av produktivitetsökningar inom vindkraftsindustrin. Vidare antas att på grund av en ej utvecklad eftermarknad för drift och underhåll sköts oftast detta av tillverkarnas små kringresande serviceteam. Denna studie uppskattar att 30 procent av arbetskraften i denna fas är lokal. Vid utbyggnad till 1 200 MW installerad effekt skapas enligt denna studie totalt ca 175 heltidsarbeten årligen för drift och underhåll av vindkraftverk.

Tabell 20 - Årsarbete/MW i drift och underhållsfasen

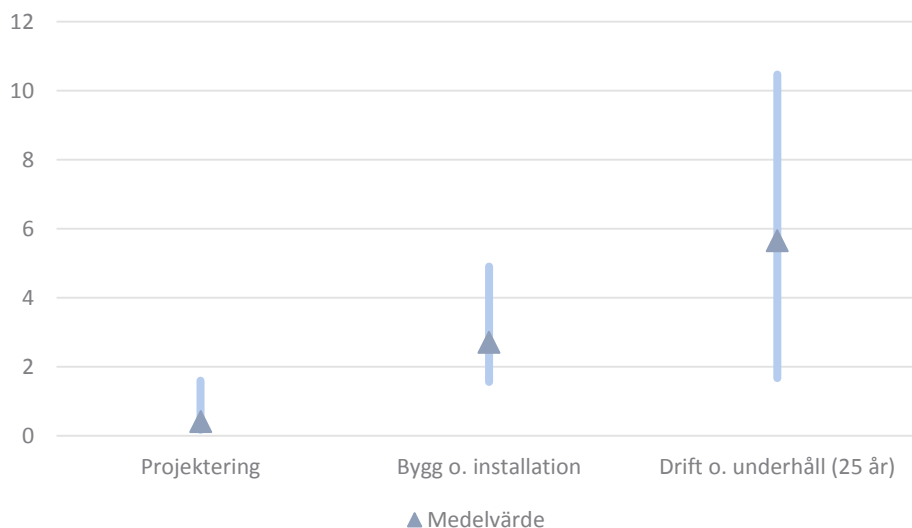
Källa	Anläggning	Årsarbete/MW	Kommentar
IUC Sverige	Storgrundet	5,5	
IUC Sverige	Kriegers flak	7,1	
IUC Sverige	Stora Middelgrund	4,9	
IUC Sverige	Finngrundet	7,15	
IUC Sverige	Södra Midsjöbanken	10,47	
IUC Sverige	Taggen	5,75	
IUC Sverige	Trolleboda	4,16	
IUC Sverige	Bleking Offshore	4,16	
Jan Evert Nilsson	Bleking Offshore Etapp 1	1,67 varav 0,14 på lokal nivå	
NYEPI	Long Island 250 MW	0,51	Direkta och indirekta effekter
NYEPI	Long Island 2500 MW	0,64	Direkta och indirekta effekter
Genecon	Dogger Bank	<p><i>Med Storbritanniens existerande näringslivsstruktur:</i> Nationellt: 2,0–2,1 varav 1,9 regionalt.</p> <p><i>Med utbyggd nationell produktion av insatsvaror:</i> Nationellt: 3,8–3,9 varav 3,2–3,3 regionalt.</p>	<p>Multiplikator på 1,4 används för att få indirekta effekter.</p> <p>Produktion av insatsvaror inkluderas i den mån de produceras nationellt.</p>

Källa: Sammanställning Sweco

3.4.4 Sammanfattning

För de nio projekt där siffror för parkens samtliga faser har kunnat beräknas genereras 8,72 årsarbete per MW. Ovan kvantifierade data kring arbetstillfällen vid vindkraftsutbyggnad till havs kan sammanfattas i Figur 76 nedan. Figuren redovisar en sammanställning av antal årsarbeten per MW för de tre faserna; Projektering, Bygg och Installation samt Drift och Underhåll. Siffrorna avser antal direkta arbetstillfällen i Sverige. Där direkta och indirekta effekter inte särredovisats har dessa med hjälp av antagen multiplikator beräknats. Detta för att öka antalet jämförbara studier.

Figur 76 - Antal arbetstillfällen/MW för havsbaserad vind



Källa: Sammanställning Sweco

Totalt sett för samtliga tre faser rör det sig om 5,95-15,73 årsarbeten per MW. Detta har endast baserats på de rapporter där siffror för parkens samtliga faser har tagits fram. De 9 parkerna och dess totala antal årsarbeten per MW tillsammans med antalet verk och installerad effekt listas i Tabell 21 nedan.

Tabell 21 - Antal årsarbeten/MW för samtliga faser, havsbaserad vind

Anläggning	Årsarbeten/MW	Antal verk	MW
Södra Midsjöbanken	15,73	205	700
Finngrundet	10,74	300	1500
Kriegers flak	10,74	128	640
Storgrundet	7,86	70	265
Stora Middelgrund	7,39	110	800
Bleking Offshore Etapp 1	7,13	350	1200
Taggen	7,00	83	300
Bleking Offshore (UIC)	5,95	500	2500
Trolleboda	5,95	30	150

Källa: Sammanställning Sweco

Det bör återigen betonas att stora osäkerheter föreligger gällande jämförbarheten i resultaten för de olika anläggningarna. Även om samtliga projekt som listas i tabellen ovan är svenska parker är det uteslutande prognostiserande studier. Det finns stor variation i hur resultaten redovisas i rapporterna och till synes även vilka beräkningsmetoder som har använts, vilket kan antas påverka utfallen. Med detta i åtanke kan konstateras att för de nio projekt där siffror för parkens samtliga faser har kunnat beräknas genereras 8,72 årsarbete per MW. Den genomsnittliga parken har vidare 197 kraftverk och en effekt på 895 MW. Detta innebär att genomsnittsparken bedöms skapa totalt 7804 årsarbeten, baserat på resultaten i tabellen ovan.

En multiplikator på 1,2–1,6 skulle kunna leda till ytterligare 1,74–5,23 årsarbeten per MW. För genomsnittsparken skulle en multiplikator på 1,4 innebära att ytterligare 3122 indirekta årsarbeten tillkommer de 7804 direkta.

Det förefaller inte finnas något tydligt samband mellan anläggningarnas storlek och antal årsarbeten per MW; anläggningar med fler verk och högre effekt sysselsätter i regel färre personer per MW. Detta är troligen ett

tecken på de osäkerheter som finns i studier som skett ex ante, snarare än att det inte finns några skalfördelar för havsbaserad vindkraft.

3.5 Prognos för 30 TWh utbyggnad

I detta avsnitt illustreras fiktiva scenarion där vindkraften till havs och land byggs ut med total 30 TWh under två faser på 15 TWh vardera. Inledningsvis visas de beräknade sysselsättningseffekterna av en utbyggnad på 15 TWh för landbaserad och havsbaserad vindkraft. Detta ligger till grund för 30TWh scenarion som presenteras i 3.5.3. Illustrationen nedan bygger endast på beräkningar baserade på den litteratursammanställning rörande arbetstillfällen som presenterats ovan. Prognosen bör därmed endast ses som ett riktmärke. För en komplett bild bör en fullödig scenariobaserad analys ske som tar hänsyn till faktorer så som teknikutveckling, stödsystem, potentiella förändringar i värdekedja i fråga om tillverkning, import och export. En sådan analys har inte ingått i ramen för detta uppdrag.

3.5.1 Landbaserad vindkraft, 15 TWh

Tre scenarion för en utbyggnad av landbaserad vindkraft motsvarande 15 TWh har skapats. I det högt räknade scenariot skapas drygt 26 000 direkta årsarbeten, 17 000 i medelscenariot och drygt 5 000 årsarbeten i det lågt räknade scenariot. Utifrån sammanställningen av resultaten i kapitel 0 har en uppräknig skett av potentiella sysselsättningseffekter av en utbyggnad av landbaserad vindkraft motsvarande 15 TWh. Baserat på de svenska fallstudier med data för samtliga faser hade den genomsnittliga landbaserade anläggningen 30 verk och en effekt på 80 MW, vilket presenterats i kapitel 0. Under projektfasen samt bygg- och installationsfasen krävde genomsnittsanläggningen 2,40 årsarbeten per MW och 3,27 årsarbeten per MW under hela förväntade driftsfasen, som normalt sett har angetts till 25 år.

Under antagandet att ett nyinstallerat landbaserat verk har 3200 fullasttimmar per år krävs drygt 4600 MW installerad effekt för att uppnå 15 TWh. Om utbyggnaden endast skulle ske genom ovan beskrivna genomsnittsanläggning skulle 58 sådana anläggningar krävas för att uppnå målet. I Tabell 22 nedan visas antalet årsarbeten som skulle skapas totalt, samt uppdelat på de olika faserna vid en utbyggnad motsvarande 15 TWh, baserat på uppgifterna i de svenska fallstudierna.

Projekteringsfasen samt Bygg- och installationsfasen har samredovisats eftersom antalet studier som särredovisar dessa faser är litet och underlaget därmed anses otillräckligt för att dela upp dem. Utifrån det fåtal som särredovisat projekteringsfasen kan dock slutsatsen dras att det är en mycket låg andel av arbetstillfällena som uppstår i denna fas; cirka 0,07 årsarbeten per MW, vilket skulle innebära runt 330 årsarbeten för hela utbyggnaden motsvarande 15 TWh. Det är dock värt att notera att endast arbetstillfällena som producenten står för i projekteringsfasen har inkluderats i de studier som redovisat denna fas. Det innebär att exempelvis myndigheters handläggning inte inkluderats.

Tabell 22 – Antal arbetstillfällen per fas vid 15 TWh utbyggnad med "genomsnittsanläggningen" för landbaserad vind

Fas	Antal årsarbeten
Projektering, Bygg och installation	11 080
Drift och Underhåll (25 år)	15 106
Indirekta effekter	6500
Totalt	32 685

Under detta scenario skapas totalt drygt 26 000 årsarbeten direkt relaterade till utbyggnaden på 15 TWh, med en något högre andel i driftsfasen, som förväntas pågå i 25 år. Ett vanligt förekommande antagande i de undersökta rapporterna är en multiplikator på 1,25 för indirekta arbetstillfällen, vilket skulle innebära att ytterligare drygt 6 500 indirekta årsarbeten uppstår till följd av utbyggnaden. De direkta arbetstillfällena är begränsade till det arbete som utförts vid byggandet av parken och exkluderar tillverkning av insatsvaror, något som i hög utsträckning sker utomlands. I viss omfattning sker tillverkning av insatsvaror till

vindkraftparker även i Sverige, utifrån studierna som använts som underlag för denna rapport har dock inte en kartläggning av andelar nationellt och utrikes tillverkade insatsvaror varit möjligt.

Det finns skäl att tro att en utbyggnad baserad på genomsnittsanläggningen i fallstudierna ger en relativt hög skattning av antal årsarbeten som skapas. Flera av fallstudierna berör delprojekt av större anläggningar som ännu inte är färdigställda. Det är troligt att skalfördelar som uppstår när hela anläggningarna står klara innebär att antalet årsanställda per MW, åtminstone för drift och underhållsfasen, kommer att minska. Utvecklingen går även mot att de vindparker som anläggs blir större och större, just för att kunna utnyttja sådana skalfördelar. En viktig aspekt är därmed vilka typer av vindkraftparker som byggs. Ett extremfall är Markbygdens vindkraftspark som vid full utbyggnad beräknas producera cirka 10 TWh per år. Utifrån den tidigare diskuterade prognostiserande studien av Ejdemo och Söderholm (2015) kan antalet årsarbeten per MW beräknas till 1,11 totalt för samtliga faser och en driftstid på 25 år för ett fullt utbyggt Markbygden. Detta motsvarar cirka 4 440 direkta årsarbeten totalt för parkens 10 TWh, eller drygt 5100 årsarbeten om parken istället skulle generera 15 TWh med motsvarande antal årsarbeten per MW. En utbyggnad till 15 TWh med Markbygdens beräknade sysselsättningseffekt skulle alltså generera en femtedel så många jobb som om **motsvarande utbyggnad skedde genom "genomsnittsparken"**, redovisad ovan. Det bör dock betonas att Ejdemo och Söderholm (2015) är en prognostiserande studie och inte en ex post fallstudie.

Som ett ytterligare underlag till ett scenario kan fallstudien av Glötesvålen vindkraftspark nämnas. Parken är satt i drift relativt nyligen (november 2014), är **något större än "genomsnittsparken"** (Glötesvålen har 30 verk med en effekt på 90 MW) och fallstudien fann förhållandevis låga värden i antal årsarbeten per MW (1,76 för projektering, bygg o installation, 1,94 för driftsfasen) i jämförelse med andra parker. Om denna parks beräknade sysselsättningseffekt används som referens för framtida utbyggnader upp till 15 TWh skulle totalt cirka 17 100 direkta årsarbeten skapas under en 25årsperiod; varav drygt 8 100 i projekt/bygg och installationsfasen, samt cirka 9 000 årsarbeten i driftsfasen.

En annan viktig anledning till att antalet årsarbeten per MW för landbaserade parker kan förväntas sjunka ytterligare är den teknologiska utvecklingen som leder till högre effekt per verk. Att modellera denna aspekt har inte ingått i denna kartläggning.

Sammanfattningsvis skapar en utbyggnad av landbaserad vindkraft motsvarande 15 TWh högt räknat drygt 26 000 direkta årsarbeten, lågt räknat 5100 årsarbeten, vilket åskådliggörs i Tabell 23.

Tabell 23 – Antal direkta arbetstillfällen per fas vid 15 TWh utbyggnad för landbaserad vind – 3 scenarion

Fas	Antal direkta årsarbeten		
	Hög-"genomsnittsparken"	Medel-Glötesvålen	Låg-Markbygden
Projektering, Bygg och installation	11 100	8 100	3 700
Drift och Underhåll (25 år)	15 100	9 000	1 400
Totalt	26 200	17 100	5 100

Resultaten i Tabell 23 kan till exempel jämföras med Loomis et al (2016) som diskuteras i inledningen av kapitel 0. Deras studie fann att en utbyggnad av landbaserad vindkraft under 2003-2012 i delstaten Illinois i USA motsvarande cirka 3 300 MW ledde till 19 000 årsarbeten nationellt i bygg- och installationsfasen, vilket inkluderar tillverkning av insatsvaror (i den utsträckning de tillverkas nationellt) och övriga indirekta effekter. Detta motsvarar 5,7 årsarbeten per MW, vilket kan jämföras med 3 årsarbeten per MW i Hög-scenariot ovan för denna fas, efter att indirekta effekter baserat på en multiplikator på 1,25 inkluderats. Med tanke på att insatsvaror står för en stor del av totala produktionen av ett vindkraftverk och endast i begränsad omfattning tillverkas nationellt i Sverige talar resultaten i ungefär samma riktning. Vidare leder den teknologiska utvecklingen till färre årsarbeten per MW för modernare anläggningar än de som studerats i Loomis et al (2016).

3.5.2 Havsbaserad vindkraft, 15 TWh

En utbyggnad av havsbaserad vindkraft motsvarande 15 TWh högt räknat drygt 32 400 direkta årsarbeten. Utifrån sammanställningen av resultaten i kapitel 5.4 har en uppräknig av potentiella sysselsättningseffekter av en utbyggnad av landbaserad vindkraft motsvarande 15TWh. Baserat på de svenska studierna med data för samtliga faser kommer den genomsnittliga havsbaserade anläggningen 197 verk och en effekt på 895 MW. Under projektfasen antas genomsnitts anläggningen kräva 0,4 årsarbeten/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 4000 fullasttimmar per år krävs 3700 MW installerad effekt för att uppnå 15 TWh. Om utbyggnaden endast skulle ske genom ovan beskrivna genomsnitts anläggning skulle 4 sådana anläggningar krävas för att uppnå målet. I Tabell 24 nedan visas antalet årsarbeten som skulle skapas totalt, samt uppdelat på de olika faserna vid en utbyggnad motsvarande 15 TWh, baserat på uppgifterna i de svenska studierna för havsbaserad vind.

Tabell 24 - Antal arbetstillfällen per fas vid 15 TWh utbyggnad med "genomsnitts anläggningen" för havsbaserad vind

Fas	Antal årsarbeten (från litteraturstudien)
Projektering	1 514
Bygg och installation	10 030
Drift och Underhåll (25 år)	20 865
Indirekta effekter	12 964
Totalt	40 374

Under detta scenario skapas totalt drygt 32 400 årsarbeten direkt relaterade till utbyggnaden på 15 TWh, med en högst andel årsarbeten i driftsfasen, som förväntas pågå i 25 år. Arbetstillfällena är begränsade till det arbete som utförts vid byggandet av parken och exkluderar tillverkning av större insatsvaror såsom turbin, något som i hög utsträckning sker utomlands. Insatsvaror i den direkta värdekedjan är dock inkluderade i de prognostiserande studierna för havsbaserad vind. Detta försvårar jämförelser med studierna för landbaserade anläggningar. De landbaserade studierna kan anses förhållandevis pålitliga då det rör sig om fallstudier som skett ex post, däremot exkluderar de i regel sysselsättning som uppstår till följd av tillverkning av insatsvaror.

Indirekta arbetstillfällen är även dessa av intresse. Ett vanligt förekommande antagande i de undersökta rapporterna för havsbaserade anläggningar är en multiplikator på 1.4 för indirekta arbetstillfällen, vilket skulle innebära att ytterligare knappt 13 000 indirekta årsarbeten uppstår till följd av utbyggnaden.

Det bör betonas att detta scenario i sig bygger på underlag från studier av prognostiserande karaktär. Det finns därmed en stor osäkerhetsfaktor i beräkningarna. Vidare kan antas att teknikutveckling, stordriftsfördelar och styrmedel påverkar utbyggnadstakt, storlek på vindkraftspark och personalbehov. Dessa faktorer har inte tagits i beaktande utan endast underlag från litteraturöversikten ligger till grund för tabellen ovan.

Som påtalats i delkapitel 0 förefaller det inte finnas något tydligt samband mellan de havsbaserade anläggningarnas storlek och antal årsarbeten per MW. Detta är troligen ett tecken på anläggningarnas varierande förutsättningar och de osäkerheter som finns i studierna, snarare än att skalfördelar inte existerar för havsbaserade anläggningar. Det innebär att underlaget är för osäkert för att göra jämförelser och antaganden kring större och mindre parker avseende havsbaserad baserat på materialet, varför alternativa scenarion inte har skapats.

Under scenariot 15 TWh (ca 3 700 MW) som presenterats ovan skapas därmed 8,75 årsarbeten per MW, eller 12,25 årsarbeten per MW om indirekta arbetstillfällen inkluderas. Detta kan jämföras med sammanställningen av storskaliga havsbaserade projekt av Todd et al (2013) i andra länder som presenterats i Tabell 16, kapitel 3.4, vilka uppvisar mycket stor variation. Planerade utbyggnader i Ohio samt Maine, USA motsvarande vardera

5 GW beräknades skapa 16 respektive 14 årsarbeten per MW. Övriga studier är i regel av större anläggningar med högre effekt och antalet årsarbeten varierar mellan 7-42 per MW.

Om man baserar analysen av årsarbeten på Swecos egna scenarier och kostnadsanalyser, som tar hänsyn till teknikutveckling (både turbiner, men även logistikkoncept) och räknar nerifrån och upp, så resulterar detta i betydligt mindre antal direkta årsarbeten (och därmed även indirekta om man bibehåller faktorn 1,4) än de prognostiserande studier vi hade tillgång till i projektet. Tabellen nedan visar en sammanfattning för de fyra svenska Swecoparker i Östersjön med litteraturen.

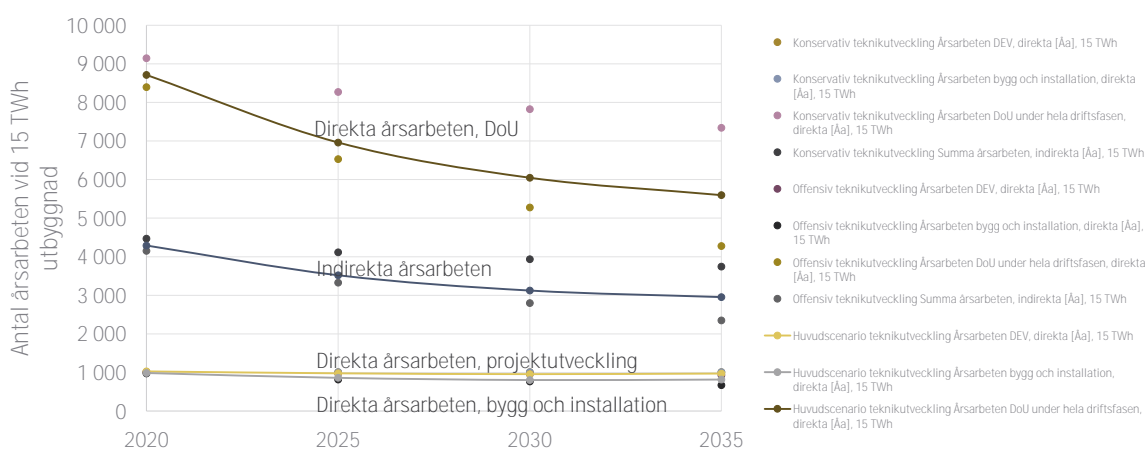
Tabell 25: Antal årbeten från litteraturstudien jämförd med antal årsarbeten för de fyra Swecoreferensprojekt⁹⁷

Fas	Antal årsarbeten (från litteraturstudien)	Antal årsarbeten baserad på Swecos analys av Swecos fyra referensvindparker
Projektering	1 514	925-1 187
Bygg och installation	10 030	595-2 485
Drift och Underhåll (25 år)	20 865	3 793-13 495
Indirekta effekter	12 964	2 127-6 784
Totalt	40 374	8 226-22 111

Även om metoderna inte är 100%-jämförbara, så är det framförallt viktigt att ta med sig att kostnadsreduktion för projekten också är förknippad med mindre sysselsättning.

De största skillnader finns inom installation och drift och underhåll. Detta är fullt förklarligt, eftersom kostnaden för installation och drift och underhåll i större grad är förknippad med antalet turbiner (och i viss grad deras geometri) samt avstånd från land än själva per MW effekten som används i litteraturen. I och med att vår framåtriktade analys börjar med 8 MW turbiner och ökar, medan litteraturen behandlar strax över 4 MW, så leder redan detta till betydligt lägre årsarbeten. Det offensiva teknikutvecklingsscenariot skapar minst antal årsarbeten, det konservativa mest.

Figur 77: Antal årsarbeten för de olika delmoment, per scenario och drifttagningsår, för utbyggnad av 15 TWh (Swecosund läggs till grund för analysen)



Exemplet Swecosund visar att antalet årsarbeten kan skilja mellan 8 226 (offensivt scenario, drittagning år 2035) och 15 639 (konservativt scenario, drifttagning år 2020) årsarbeten, jämförd med 40 374 som litteraturen föreslår. Den fullständiga översikten för alla fyra svenska referensparker finns i bilagan, Tabell 27.

⁹⁷ evtl. arbetstillfällen för lokal tillverkning av fundament explicit inte med

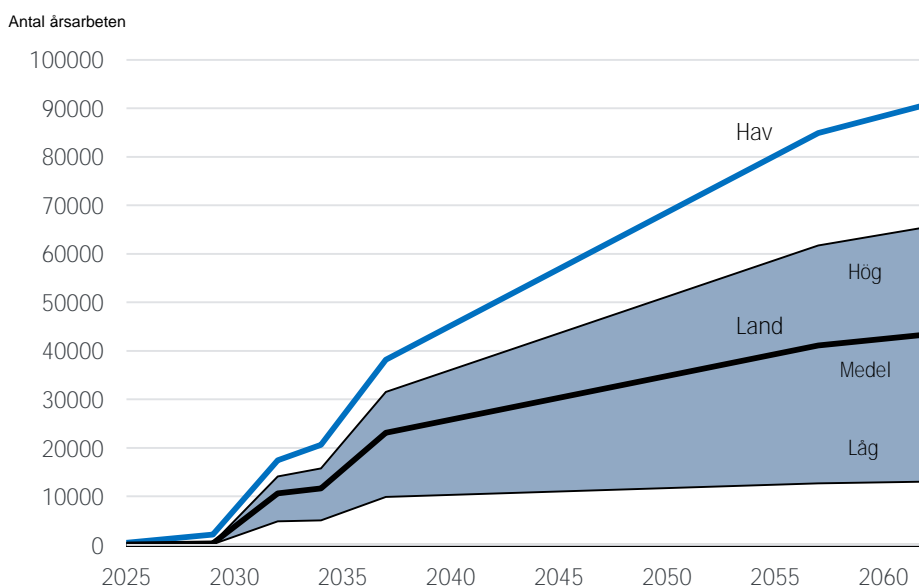
3.5.3 Land- och havsbaserad vindkraft, 30 TWh

I detta avsnitt illustreras fiktiva scenarion där vindkraften till land respektive till havs byggs ut med total 30 TWh under två faser. Den första fasan antas starta med projektering 2025-2029, bygg och installation 2030-2032 varefter drift och underhåll tar vid. Den andra fasan antas starta med projektering 2030-2034 följt av bygg och installation till 2037 varefter drift och underhåll tar vid.

Baserat på de sysselsättningseffekter för utbyggnader motsvarande 15 TWh som beräknats i de två föregående delkapitlen har scenarion för utbyggnader motsvarande 30 TWh skapats. I Figur 78 nedan visas det ackumulerade antalet direkta årsarbeten⁹⁸ som beräknats skapas till följd av en utbyggnad av havs- respektive landbaserad vindkraft motsvarande 30 TWh. Under dessa scenarion skapas fram till år 2062 runt 90 000 årsarbeten vid en 30 TWh utbyggnad av havsbaserad vindkraft, varav närmare 65 000 direkta. Under de landbaserade scenariona skapas totalt knappt 66 000 årsarbeten under det högt räknade scenariot, drygt 43 000 under medelscenariot och 13 000 under det lågt räknade scenariot. Av dessa är cirka 52 000, 35 000 respektive 10 000 direkta årsarbeten.

Rent praktiskt krävs mer manskap i samtliga faser för havsbaserade vindparker, vilket är en anledning till skillnaderna i årsarbeten. Vidare inkluderar de havsbaserade studierna i högre utsträckning tillverkning av insatsvaror, vilket är en annan viktig skillnad. Den viktigaste skillnaden mellan de tre landbaserade scenariona är i vilken skala utbyggnaden sker. Det låga scenariot är baserat sysselsättningseffekterna som Ejdemo och Söderholm (2015) har skattat för Markbygdens vindkraftspark vid full utbyggnad, en park där stora skalfördelar existerar. Det höga scenariot är baserat på en "genomsnittspark" utifrån de svenska fallstudierna, som har en installerad effekt på 80 MW. Medelscenariot är baserat på fallstudien av Glötesvålen, en förhållandevis modern park med en installerad effekt på 90 MW, fördelat på 30 verk.

Figur 78 – Ackumulerat antal årsarbeten (direkta och indirekta) 30 TWh utbyggnad, havsbaserad samt landbaserad (3 scenario) vindkraft



3.6 Övriga effekter på arbetsmarknad och näringsliv

Förutom de direkta och indirekta effekter på arbetsmarknaden som behandlats ovan finns ett mängd övriga effekter, såväl positiva som negativa. Att nå legitimitet i bygden för uppförande vindkraftverk är en viktig socioekonomisk aspekt. Firestone et al. (2012) genomförde en serie undersökningar för två fall av lokaliseringar av havsbaserade vindkraftsparker längs amerikanska östkusten och kunde se att åsikterna förändrade sig med tiden, men också att stödet respektive motståndet inte påverkades av geografi och sociala faktorer. Det framkom att det som gjorde att initialt negativa synsätt ändrades till mer accepterade rörande argument kring oljeberoende och energipriser. De som däremot varit initialt positiva till etableringarna men sedan blivit motståndare angav negativa miljökonsekvenser, estetik och båtsäkerhet

⁹⁸ Antalet årsarbeten har inte nuvärdesberäknats

som argument. Flera andra forskare (Warren et al., 2005; Ellis et al., 2007; Firestone et al., 2012) har också pekat på att det inte heller finns något enkelt samband mellan kunskap och attityder eller åsikter. Ibland ökar motståndet med kunskap ibland minskar det (Persson et al. 2014).

Detta avsnitt behandlar i) turism, ii) fiskerinäring och iii) utbildning och kompetensutveckling.

3.6.1 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 som tittar på 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 (Fialte 2008). 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).

Ovan studier tittar på 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 avsevärt av havsbaserad vind. Påverkan på landskapsbilden är alltså aktuell, men dess faktiska inverkan på turismen är givetvis beroende av placering av snurrorna. Det kan också tänkas att även om turism i ett område med vindkraftverk upplever minskad besökssturism kan grannregioner uppleva en ökning – det sker således endast en lokal förflyttning av besökare.

Mels (2003) studerade de socioekonomiska konsekvenserna av ett havsbaserat vindkraftprojekt 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 vindkraftsparken på Glötesvålen som ett exempel på vindkraftverks effekter på turism i fjällmiljö. den lokala turistnäringen var orolig över planerna på en vindkraftspark, 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 den 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.

3.6.2 Fiskerinäring

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 tid 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.

3.6.3 Utbildning och kompetensutveckling

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 men viss kompetens har importerats. 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 lärlärokurvan och på alltför många platser i landet har man börjat arbeta med utbildningar för att utbilda 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 vindkraftstekniker 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 minskar 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).

Vindenergi till havs skriver i sin innovationsagenda: *Det viktigaste hindret för att utveckla ett framgångsrikt industrisegment och att göra det snabbt, är bristen på en hemmamarknad. Det i sin tur är bl.a. en effekt av ett ganska allmänt synsätt att energi- och energipolitik bara är en energiförsörjningsfråga för Sverige. Ligger man dessutom till avsaknad av långsiktiga och konkurrenskraftiga marknadsförutsättningar bromsas såväl industri- som kompetensutveckling upp och Sverige riskerar att missa möjligheter till nya arbetstillfällen.*

3.7 Näringslivsutveckling

För att till fullo kunna utnyttja den samhällsekonomiska potential som vindkraftsetablering kan generera, såväl rörande sysselsättning som näringslivsutveckling, krävs att företag har möjlighet, mod och incitament att investera i verksamheter som behövs för etablering av vindkraftsparker, ur ekonomisk, juridisk och legitimitetsaspekt. Detta är i sin tur kopplat till marknadsutsikterna som företagen ser i Sverige och regionen är någorlunda säkra, vilket i sin tur är kopplat till både Sveriges och angränsande ländernas ambitioner, målsättningar och stödsystem för havsbaserad vindkraft. Ett svenskt stödsystem och därmed en svensk hemmamarknad är en förutsättning för näringslivsutvecklingen vi diskuterar nedan. Utan hemmamarknad ser vi begränsade endast möjligheter för näringslivsutveckling inom havsbaserad vindkraft.

Näringslivsutvecklingen är kopplat till antalet arbetstillfällen som skapas vid nyetablering av vindkraft, samt inom vilka sektorer dessa arbeten finns. Turbintillverkning, som är en av de mest kostnadsintensiva delarna, finns inte etablerad i Sverige. Huruvida utländska aktörer kan komma att etablera industri i Sverige är svårt att sja om. Antal företag som levererar turbiner för havsbaserad vind är också få i förhållande till antalet för landbaserad vind. Instegsbiljetten för att konkurrera med stora etablerade företag som har både erfarenhet och kapital att hantera garantier i mångmiljard projekt är kostsam. På sikt kan därför en stor utbyggnad i Östersjön, med inledningsvis relativt sett mindre projekt och med vissa förhållanden mera likt de på land, ge en annan intressant leverantörsutveckling. Denna inriktning skulle kunna öppna upp för svenska företag att diversifiera mot denna industri, nationellt men på sikt med möjlighet till en större arena. Samtidigt kan en begränsning i till mindre projekt begränsa kostnadsreduktionspotentialen. Figur 79 listar de yrkeskategorier som är relevanta inom respektive fas, vilka kan kopplas till relevanta näringslivsgrenar.

Gällande indirekta näringar och ökad regional efterfrågan som en indirekt konsumtionseffekt är detta nära kopplat till antalet arbetstillfällen och den multiplikatoreffekt som diskuterats ovan. Med ökad andel arbetskraft på orten ökar kundunderlaget, vilket i sin tur gynnar lokala näringar och företag. Utbildning och kompetensutveckling kan även detta ses som en del i näringslivsutvecklingen, både i offentlig och privat regi. Inte bara skapas nya möjligheter med nya kompetenser, nya utbildningar är i sig en verksamhetsgren som kräver arbetskraft inom flertalet yrkeskategorier.

Figur 79: Yrkeskategorier per fas

Fas	Förklaring	Yrkeskategorier
Förprojektering	Omfattar framtagning av miljötilstånd, markförhandlingar, samråd, förhandling nätanslutning, initial planering av park, framtagning av vindmättningsplan, etc.	Miljöexperter, biologer, ornitologer, arkeologer, jurister, vindmätningsexperter, projektledare, projektadministratörer, kommunikatörer, handläggare vid myndigheter.

Projektering	Omfattar vindmätningar, projektering av vägar, fundament, internt elnät, elnätsanslutning till region eller stamnät, stationer.	Vindmätningsexperter, projektörer (väg, fundament, elkraft), projektledare.
Servicebyggnad	Byggnation av stationsbyggnad i vindkraftpark. Omfattar ställverk, kontrollsystem mm.	Kvalificerade byggnads- och anläggningsarbetare för byggnadsprocessen och elmontör, maskin- och fordonsförare.
Vägar, kranplaner, markarbeten	Förstärkning av tillfartsvägar, byggnation av vägar till vindkraftverk, planer för lyftkran.	Kvalificerade anläggningsarbetare för markarbeten, maskin och fordonsförare.
Intern el, opto	Omfattar intern elnät i park samt anslutning till regionalnät.	Kvalificerade byggnads- och anläggningsarbetare för byggnadsprocessen specifikt elmontör, maskin och fordonsförare.
Kraftledning och anslutning	Omfattar anslutningsledning till befintligt nät (region eller stamnät).	Kvalificerade byggnads- och anläggningsarbetare för byggnadsprocessen specifikt elmontör, maskin och fordonsförare.
Torn & Turbin, fundament	Omfattar byggnation av fundament, montering av torn samt turbin. OBS tillverkning av torn eller turbin inte inkluderat.	Kvalificerade byggnads- och anläggningsarbetare för byggnadsprocessen. Teknisk personal specialiserad på vindkraftsinstallationer.
Transport av vindkraftverk, hamnarbete	Lastning och transport av torn och turbin.	Maskinförare, specialister på transporter av tungt gods transporter.
Site Facility Services	Platskontor och arbetsplats för anläggningsarbetare under installationsperioden.	Projektadministratörer, maskinförare, elektriker.
Boendeservice direkt vid vindpark	Barackboende i närhet till vindkraftsparker.	Hotellpersonal, administratörer, städare, etc.
Drift och underhåll	Drift och underhåll på plats.	Teknisk personal för drift och underhåll av vindkraftverk, vaktmästare, driftstyrning, etc.
Stabsfunktioner D&U	Övergripande drift av vindkraftparker.	Stabspersonal, underhållsingenjör, vindkraftingenjör, HSE-samordnare.

Källa: Sysselsättningseffekter vid vindkraftsutbyggnad på Gotland, 2015, Sweco

Figur 80 beskriver processen för etablering av havsbaserad vindkraft med exempel på företag aktiva i de olika delarna. Vindenergi till havs beskriver denna i sin innovationsagenda från 2016 enligt följande: *Befintlig kompetens och förmåga och möjlighet att utveckla ny kunskap och innovation kommer att vara avgörande för svenska företags konkurrenskraft. Den havsbaserade europeiska vindkraftsindustrin är, trots en betydande utbyggnad under de senaste åren, fortfarande i en inledande fas där regelverk och standards behöver utvecklas. Genom sin breda erfarenhet inom annan verksamhet med höga säkerhetskrav, finns möjlighet för svenska företag att delta i den utvecklingen och därigenom också påverka arbetet och positionera sig inom sina respektive styrkeområden. Erfarenhet inom andra branscher kan också gynna svensk industri inom det allt viktigare service- och underhållsområdet. Området innefattar både kostnadseffektiva logistiklösningar och t.ex. tekniska övervakningssystem men dessutom krävs kunskap om den maritima miljön och dess utmaningar. Dessa baskunskaper finns i den svenska värdekedjan.*

Figur 80: Processen för etablering av havsbaserad vind



Källa: Strategisk innovationsagenda för vindenergi och elnät till havs – ett industriperspektiv, 2016, Vindenergi till havs

I den direkta värdekedjan finns i Sverige ett antal företag som tillverkar insatsvaror, dvs. komponenter till tillverkning, installation och drift av vindkraftverken, till land- och havsbaserad vind. Det har länge funnits en ambition att Sverige ska utveckla tillverkningsindustrin kring vindkraft bl.a. i fråga om blad tillverkning. Stefan Ivarsson på SP menar att branschen i dagsläget dock är mindre positiva till en storskalig satsning på nya verksamhetsgrenar. Ivarsson menar att svensk industri kan utvecklas vad gäller tillverkning av komponenter, t.ex. genom SKF och ABB, där marknad redan finns.

I fallstudien kring Havsnäs vindkraftspark (Duveskog, 2010) identifierades att fler än 130 olika företag varit delaktiga i genomförandet. Turbiner och generatorer genererade 3 årsarbeten per MW. Dessa är dock inte nödvändigtvis kopplade till regionalt eller nationellt näringsliv. Montering, väg, service och övriga underleverantörer kan dock antas komma från lokalt, regionalt och nationellt näringsliv. Inom dessa kategorier genererades, i fallet Havsnäs, 5 årsarbeten per MW. Totalt summerar detta till 575 årsarbeten. Fallstudien kring Mörttjärnsberget (Andersson, 2014) kommer till liknande slutsatser. Här poängteras återigen de positiva indirekta effekter som vindkraftsetablering har på det lokala näringslivet i fråga om bland annat övernattnings, restaurangbesök och andra tjänster som ej är direkt relaterade till vindkraftsverksamheten.

I Power Västs genomförda studie om vindkraftens sysselsättningseffekter 2011 illustreras intervjuade företags beskrivning av villkoren för olika faser i vindkraftsetableringen (se Figur 81). Denna bild speglar vindkraftsindustrin i helhet. Det påtalas att stor del (57 procent) av verkstadsindustrin som är underleverantörer till vindkraftsindustri även är leverantörer till fordonsindustrin. Power Väst skriver: *Kopplingen mellan fordonsindustrin och vindkraftsindustrin är intressant, särskilt för Västsverige. Just förekomst av angränsande branscher, konkurrerande företag, tillgänglig kompetens och förekomsten av en livskraftig hemmamarknad är avgörande för ett livskraftigt kluster. Det finns då mycket goda förutsättningar för ett stärkt kluster inom vindkraft i Sverige, under förutsättningen att det finns tillgänglig kompetens och en hemmamarknad.*

Figur 81: Vindkraftsetableringens faser: karaktär och hinder



Källa: Kartläggning av sysselsättningseffekter från vindkraft, 2012, Power Väst

Inom den delmarknad som i figuren ovan benämns Projektering & vindenergibolag finns vindkraftsbolag som både projekterar, bygger och ibland är elproducenter. Här återfinns även stora tekniska konsulter, där flera är verksamma internationellt, som arbetar med alla former av projektering. Här finns också mindre, specialiserade konsultföretag, som kan arbeta med enbart vindkarteringar eller naturinventeringar. Även energibolag, som har vindkraft som en del i sin produktion, finns i denna grupp. Intervjustudien genomförd av Power Väst belyser att särskilt konsultmarknaden, men även i viss mån energiföretagen, är beroende av en geografisk närhet mellan personalen som levererar tjänsten och kunden i och med att god lokal kännedom är av vikt för väl utfört arbete. Detta borgar således för lokal näringslivsutveckling inom efterfrågade områden. Ökad ordergång för företag på den svenska marknaden innebär tillväxt och möjlighet till fler arbetstillfällen. Studien skriver vidare att eftersom denna delmarknad är beroende av hemmamarknadens utveckling, är de hinder som lyfts generella hinder för utbyggnaden av vindkraften i Sverige, som elcertifikatens begränsningar, finansieringen, de utdragna tillståndsprocesserna och det kommunala vetot. Detta gäller för vindkraft generellt, såväl land- som havsbaserad.

Baserat på information från tre större (internationella) företag inom bygg och montering som idag är verksamma inom vindkraftssegmentet kan konkluderas att arbetskraften för bygg och installation tas mestadels lokalt och ofta via underentreprenörer även om det även anlitas utländska underentreprenörer. Ur svenskt sysselsättningsperspektiv är det avgörande med en hemmamarknad. För havsbaserad vindkraft är det inte lika lokalt med tjänsterna för bygg och anläggning, utan specialiserade arbetslag kan anlitas från andra länder. Det finns alltså en tjänsteexport för denna typ av tjänster, men också ett potentiellt hot mot inhemska aktörer.

Inom drift och underhåll skriver Power Väst att det är delvis vindkraftstillverkarna som med egen personal underhåller under garantitiden, eller som handlar upp tjänsten. Efter garantiperioden finns det flera specialiserade företag som genomför underhållet, men det förekommer också att energibolagen genomför underhållet med egen personal. Drift och underhåll för landbaserad vindkraft är en marknad som har en mer kontinuerlig tillväxt och inte är lika konjunkturberoende eller beroende av ekonomiska styrmedel som de övriga delarna av marknaden, eftersom verken driftsatta parker kommer att underhållas i 20-30 år. Däremot är dock uppbyggnaden drift och underhållsmarknaden för havsbaserad vindkraft för svensk del helt beroende av nybyggnation och därmed styrmedlen. Väl i drift gäller dock samma resonemang som för landbaserad vindkraft.

Relaterat till ovan resonemang kring fordonsindustrin är det faktum att Sverige har en lång tradition av skeppsbygge, vilket ger goda förutsättningar för att utveckla denna sektor för vindkraftsindustrin. Installationsfartyg, olika typer av service- och underhållsfartyg efterfrågas. De fartyg som används idag fungerar alla bra, men förutsättningarna i Sverige möjliggör enklare och flexibla lösningar som också betyder högre tillgänglighet och kostnadseffektivitet. Även hamnar och möjlighet till "pre-assembly" är en

viktig komponent för effektiv utbyggnad av havsbaserad vind med stora möjligheter till näringslivsutveckling. Hamnar för detta ändamål kräver god infrastruktur⁹⁹.

3.7.1 Näringslivsutveckling i Storbritannien

Storbritannien har ett uttalat fokus på näringslivsutveckling, i synnerhet regional, kopplat till vindkraftsutbyggnad. I Storbritannien finns krav på att i projektering inkludera en plan för hur samtliga delar av värdekedjan ska kunna utnyttjas och hur konkurrensfördelar och tillväxtpotential tillvaratas på lokal, regional och nationell nivå. Ett syfte med detta är att industrin på så sätt blir mer medveten om vilka delar av värdekedjan som saknas och där expansion är möjlig. Det skapas ett efterfrågestyrt engagemang. På detta sätt kan vindkraftsindustrin stimulera industrialisering genom att identifiera lågrisks- och lågkostnadsalternativ (BVG Associates 2016).

Studien kring Dogger Bank (Genecon 2014) betonar vikten av att skapa lokala förutsättningar för produktion av insatsvaror. För vindkraftsprojektet finns effektiviseringsvinster i att nyttja företagspotential på lokal nivå. Detta bidrar också till att öka legitimiteten för projektet. För det lokala näringslivet innebär det tillväxtpotential och möjlighet till expansion. Studien poängterar att en viktig faktor för att maximera den ekonomisk nytta som finns att tillgå genom lokal produktion av insatsvaror är att främja flera led i värdekedjan och framförallt skapa företagskluster. För att nå hit krävs att industrin agerar samordnat för att nå riktad efterfrågan och investeringar. Industriellt engagemang räcker dock inte. Det krävs också koordinerade insatser och samordning mellan myndigheter och privat sektor och ett tydligt politiskt engagemang.

Vikten av politiskt engagemang lyfts också av UK Commission for Employment and Skills (UKCES 2011) har undersökt vindkraftens effekter på sysselsättning och näringslivsutveckling i Storbritannien ur ett policyperspektiv. Studien poängterar vikten av offentlig sektors agerande för att i synnerhet lokalt och regionalt näringsliv till fullo ska kunna dra nytta av de positiva effekter som vindkraftsetablering kan medföra. Studien identifierar behov av aktivt deltagande av offentlig sektor för att styra in lokal och regional ekonomi på nya utvecklingsspår, arbetsmarknadsinterventioner och koordination/samordning mellan olika regionala satsningar. Vidare poängterar författarna att energipolitik och styrning mot förnyelsebara energislag är beroende av statlig policy. Osäkerheter kring stödsystem och energiprissättning skapar osäkerheter i flera delar av näringslivet, såväl hos investerare som producenter och lokala företag. Tydlig riktning för offentlig sektor underlättar investeringar, utbildningssatsningar, regional arbetsmarknadspolitik och näringslivsutveckling.

3.8 Avslutande diskussion och slutsatser

Denna rapport ämnar belysa sysselsättningseffekter och näringslivsutveckling vid utbyggnad av vindkraft till havs och på land. För detta ändamål har en litteraturgenomgång genomförts. Då rapporten är ämnad som underlag för undersökning av potentialen för utbyggnad av vindkraft i Sverige har svenska studier legat till grund för den kvantifiering som genomförts. Studier från bland annat Storbritannien och USA har också behandlats för att få större analysunderlag. Litteraturen innehåller såväl fallstudier som prognostiserade studier.

Jämförelser mellan olika studier är inte självklart gjorda med enkelhet. Skillnader i beräkningsmodeller, indata och definitioner kräver försiktighet. En majoritet av studierna mäter sysselsättning med årsarbete per MW varför detta mått används i denna sammanställning. Vissa studier använder istället arbetstillfälle per vindkraftverk. Då information om vindkraftverkens effekt i allmänhet går att finna har denna information omarbetats till årsarbete per MW. Som definition på arbetskraft använder brittiska och amerikanska studier i allmänhet FTE (Full Time Equivalent), vilket i de flesta fall motsvarar svensk årsarbete. I vissa studier motsvara dock en FTE tio årsarbeten. Även jämförelser mellan svenska studier kräver uppmärksamhet då både årsarbete och årsanställning används. Ett årsarbete innebär i de svenska studierna 1670 arbetstimmar per år faktiskt arbetad tid exklusive semester, sjukfrånvaro, fortbildning. Det är denna definition som använts i denna rapport.

Även om studierna undersöker och diskuterar vikten av såväl direkta som indirekta effekter på sysselsättning och näringsliv skiljer sig till viss mån gränsdragningen mellan direkta och indirekta effekter. Som avhandlats i avsnitt 5.2.1 innebär direkta effekter sådant som genereras direkt inom projektet

⁹⁹ Intervju med Göran Loman, Vattenfall, Jörn Ryberg, Marcon gruppen och Hans Ohlsson, WDP Offshore Stockholm

för projektering, konstruktion och installation samt i driftfasen. De indirekta effekterna är resultat av köp av varor och tjänster i led längre ner 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, dvs. effekten av att arbetskraften på plats under projekttiden spenderar del av sin inkomst på varor och tjänster på orten, är en indirekt effekt. Vid presentationen av litteraturen i avsnitten ovan tydliggörs i möjligaste mån hur respektive artikelförfattare betraktar direkta och indirekta effekter. Kopplat till direkta och indirekta effekter är multiplikatorn. I vissa studier antas en multiplikator, baserat på insamlad data för den aktuella parken eller baserat på tidigare studier. I de fall endast direkta och indirekta effekter angetts har multiplikator räknats fram för att öka jämförbarheten mellan studierna.

3.8.1 Sysselsättning

Antal årsarbeten per MW för landbaserad vindkraft summerar för de tre faserna Projektering, Bygg och installation samt Drift och underhåll till 3,70–8,79 årsarbeten per MW. Motsvarande siffra för havsbaserad blir, baserat på studierna, 5,95–15,73 årsarbeten per MW. Att havsbaserad vindkraft är mer arbetsintensiv är naturligt, då det är avsevärt mycket mer komplicerat att etablera vindkraft till havs. Vidare är den havsbaserade vindkraftsindustrin yngre än den landbaserade. Landbaserad vindkraft har därmed hunnit åtnjuta längre tid av utvecklings – och effektiviseringsmöjligheter. Landbaserad vindkraft har också börjat kunna dra nytta av de stordriftsfördelar som större parker innebär. Viktigt att ha i åtanke vid jämförelse av dessa båda typer av vindkraft är att litteraturen och dataunderlaget för landbaserad vind bygger på fallstudier av befintliga parker, medan underlaget för havsbaserad vind domineras av prognoser. Vidare inkluderar studierna av havsbaserad vindkraft till större del insatsvaror i de direkta effekterna. Variationen är stor för samtliga faser, i synnerhet i drift och underhållsfasen för havsbaserad vind.

Ser man till parkernas samtliga faser har kunnat beräknas att för havsbaserad vind genereras 8,72 årsarbete per MW. Den genomsnittliga parken har 197 kraftverk och en effekt på 895 MW. Detta innebär att genomsnittsparken bedöms skapa totalt 7804 årsarbeten under parkens livslängd från projektering till driftsperiodens avslut, vilket grovt kan skattas till 31-35 år. Med multiplikatoreffekten kan beräknas att ytterligare 3122 årsarbeten kan tillkomma.

För landbaserad vindkraft genereras i genomsnitt 5,67 årsarbeten per MW. Vidare har genomsnittsparken en effekt på 80,1 MW och bedöms därmed skapa totalt cirka 454 årsarbeten under parkens livslängd på 31-35 år. De indirekta arbetstillfällen som förväntas tillkomma innebär ytterligare 114 årsarbeten.

Denna rapport presenterar data för årsarbeten per MW för olika steg under etablering av vindkraftsparkar. Detta innebär inte nödvändigtvis att nya arbetstillfällen genereras. De årsarbetskrafter som krävs kan också tillsättas med omfördelning av arbetskraft, dvs. andra arbetsplatser, sektorer och/eller regioner förlorar arbetskraft till vindkraftsetableringen. Ytterligare en aspekt att beakta är att årsarbeten kan vara projektbaserade och avslutas när uppförandet är slutfört.

För att få en översiktlig bild av vindkraftsutbyggnadens sysselsättningseffekter i stor skala skapades ett antal scenarier, baserat på det tillgängliga dataunderlaget: utbyggnad av havsbaserad vind till 30 TWh baserat på genomsnittsparken presenteras i avsnitt 5.5.2 och utbyggnad av landbaserad vind till 30 TWh baserat på data för genomsnittsparken, för medelparken som exemplifieras av Glötesvålen samt för den minst arbetsintensiva parken baserat på den prognostiserande studien för utbyggnad av Markbygden. Den första fasen antas starta med projektering 2025-2029, bygg och installation 2030-2032 varefter drift och underhåll tar vid. Den andra fasen antas starta med projektering 2030-2034 följt av bygg och installation till 2037 varefter drift och underhåll tar vid. Havsbaserad vind genererar enligt modellen, flest arbetstillfällen under projektets samtliga faser. Under projektets hela livstid, från projektering genom hela drift- och underhållsfasen, genereras för genomsnittsparken enligt modellen omkring 65 000 årsarbeten. Genomsnittsparken för landbaserad vind genererar omkring 52 000 årsarbeten, kumulativt under parkens livstid.

De scenarier som här presenteras bör beaktas som indikatorer snarare än som definitiva värden. Etablering och drift av en vindkraftspark är ett projekt som drivs under lång tid. Mycket kan hinna förändras i fråga om bland annat teknikutveckling, effektivisering, ändrade politiska agendor och företagsstrategiska beslut – faktorer som samtliga kan påverka sysselsättningseffekter. Vidare är beräkningarna för havsbaserad vind, och det högsta scenariot för land, baserat på genomsnittsparken. För landbaserad syns redan idag viss

skillnad mellan större och mindre parker, där större kan antas dra nytta av stordriftsfördelar. Motsvarande utveckling torde ske för havsbaserad vind. Den faktiska utvecklingen av antal sysselsatta inom vindkraften vid utbyggnad av havsbaserad vind kan framledes antas variera beroende på parkernas storlek.

3.8.2 Näringslivsutveckling

Beslut om specifika stödsystem för havsbaserad som kan skaffa en hemmamarknad kommer vara avgörande för den potentiella näringslivsutvecklingen. Industriutvecklingens effekter och näringslivets tillväxt, nationell så väl som regionalt, beror på policybeslut och strategiska satsningar, hos såväl offentlig som privat sektor. Det finns goda möjligheter att befärma en industriell utbyggnad inom vindkraften i Sverige, men då krävs ett antal insatser från staten. Kunskaphöjande satsningar, utbildningar och initiativ till praktisk lärande är ett område. Industrialiseringsinitiativ, främjande av kluster rörande såväl industriproduktion som forskning och utveckling är ett annat. Därtill kommer även andra typer av riktade insatser för att skapa nya arbetstillfällen. För att till fullo kunna nyttja den potential som finns inom vindkraftsindustrin avseende sysselsättning och näringslivsutveckling på såväl nationell som regional nivå krävs således ett tydligt ställningstagande från staten liksom strategiska satsningar inom industrin.

Möjligheten för Sverige att bli en ledande nation ifråga om teknisk utveckling och produktion av vindkraftverk är att betrakta som förhållandevis liten mot bakgrund av den snabba utveckling som sker och den dominans som andra länder redan skaffat sig på marknaden. Däremot finns möjlighet för Sverige att utveckla eller anpassa teknik, komponenter, systemlösningar och tjänster för drift och underhåll som lämpar sig för Östersjöförhållanden. Branschen lyfter här som exempel logistisklösningar för kallt klimat, installationslösningar för Östersjön, skyddsutrustning, utbildningar, lyftutrustning, kabelborrning, marina miljöundersökningar, meteorologisk och hydrologisk mätning, geotekniska och geofysiska undersökningar. Även befintlig industri kan involveras i vindkraftsindustrin på ett kostnadseffektivt sätt. Som nämnts ovan är företag som tillverkar till fordonsindustrin även tillverkare av komponenter till vindkraftsindustrin. På detta sätt kan vissa stordriftsfördelar utnyttjas och risker spridas på fler branscher. Det kan även öppna upp för möjlighet till teknikutveckling på ett sätt som en småskalig, nischad industri kan ha svårt att göra.

Tajningen mycket viktigt för näringslivsutvecklingen. Under ett scenario där Östersjöländerna skulle bygga ut och inte Sverige, är det mycket mindre sannolikt att man kommer ha någon större möjlighet för export av komponenter eller tjänster, om de inte är mycket högspecialiserade. Tvärtom skulle den ökade konkurrensen genom uppbyggda leverantörskedjor i andra länder kunna ta en del av den möjliga värdeskapningen i Sverige, när man bestämmer sig för att bygga ut i Sverige senare. Å andra sidan skulle just den konkurrensen bidra till ökad kostnadsreduktionspotential även för svensk del.

Genom att agera proaktivt och nyttja den ledtid som finns mellan tillståndsprövning och uppförande kan industrialiseringspotential och marknadsmöjligheter identifieras i tid. Det finns idag ett antal tillståndsgivna projekt för havsbaserad vindkraft. Svenska företag i alla led av värdekedjan bör ges möjlighet att agera på de konkurrensfördelar och utvecklingsmöjligheter som finns. Vindkraftsprojekt har i allmänhet lång ledtid från start till färdig park. Befintlig kompetens och kunskap finns redan i landet inom många segment. Ett proaktivt och koordinerat agerande kan identifiera områden där kompetens ändå saknas. Kunskaphöjande åtgärder kan därmed sättas in och ytterligare marknadsmöjligheter öppnas.

En faktor för att nå den potentiella näringslivstillväxt som finns är att skapa förutsättningar för utveckling av industrikluster relaterade till insatsvaror. Genom kommunikation och kunskapsutbyte finns kostnadsreducering att vinna, t.ex. genom kortare transporter, färre mellanhänder och stordriftsfördelar. Även geografiskt strategisk placering är av vikt. På regional nivå bör offentlig sektor samverka med privat för att identifiera områden där befintlig industri kan utvecklas, alternativt nya områden där kluster kan växa fram. Kluster kan också knytas till tekniska högskolor i gemensamma projekt samt organisera näringslivet att artikulera sina behov av utbildad arbetskraft.

3.8.3 Avslutande reflektion

Baserat på de erfarenheter som denna litteraturgenomgång gett oss, de insikterna i svårigheten att bedöma och jämföra studier kring samhällsekonomiska effekter för vindkraft, föreslås att Energimyndigheten eller annan lämplig instans tar fram rekommendationer kring mått, definitioner och metodval för den här typen av studier. Det finns i dagsläget endast ett fåtal studier kring havsbaserad vindkraft i Sverige. Inom rimlig tid torde fler fallstudier bli möjliga att genomföra, såväl för land-som havsbaserad vindkraft. För att nå

enhetlighet och transparens vore det värdefullt om riktlinjer finns att tillgå vid genomförande av kommande studier.

För vidare studier gällande näringslivsutveckling och industrialisering kan det vara av intresse att mer ingående undersöka och kartlägga vilka insatsvaror som idag finns för produktion och användning i Sverige, vilka insatsvaror som även exporteras och vilka insatsvaror som importeras. Därtill vilka industrier som sköter produktionen och var produktionen sker. Även stöd och insatser för näringslivsutveckling inom vindkraftsindustrin i andra länder kan vara av intresse att kartlägga.

Referenser

- Aldén L., Barney A., Engberg Ekman M., 2016, *Vindkraftteknikerutbildningar i Sverige åren 2014-2018 – en analys*, Uppsala Universitet
- Andersson C., 2015 *Arbetskraftsförsörjning och sysselsättning vid etablering av vindkraft. Studie av Enercons och Svevinds etablering i Skogsberget*, Vindkraftcentrum.se
- Andersson C., 2014, *Arbetskraftsförsörjning och sysselsättningseffekter vid etablering av vindkraft. Studie av SSVAB etablering i Mörttjärnberget*, Vindkraftcentrum.se
- Bergström, L., Sundqvist, F., and Bergström, U. 2013, *Effects of an offshore wind farm on temporal and spatial patterns in the demersal fish community*, Marine Ecology Progress Series, 485: 199-210
- BiGGAR Economics, 2012, *Onshore Wind – Direct and Wider Economic Impacts*, RenewableUK, Department of Energy and Climate Change
- Brown, J., Pender, J., Wiser, R., Lantz, E., Hoen, B., 2012, *Ex post analysis of economic impacts from wind power development in U.S. counties*, Energy Economics 34:1743-1754
- BVG Associates, 2016, *Strategic review of UK east coast staging and construction facilities*, BVG Associates, The Offshore Wind Industry Council
- Dickinson, S., Cook, J., Welstead, J., Thompson, G., Yuille, A., Chapman, K., 2011, *Maximising employment and skills in the offshore wind supply chain*, Evidence Report 34, UK Commission for Employment and Skills
- Ejdemo, T., Söderholm, P., 2015, *Wind power, regional development and benefit-sharing: The case of northern Sweden*, Renewable and Sustainable Energy News 47:476-485
- Ellis, G., Barry, J. & Robinson, C. 2007, *Many ways to say 'no', different ways to say 'yes': Applying Q - Methodology to understand public acceptance of wind farm proposals*, Journal of Environmental Planning and Management 50(4): 517-551
- Engström, S. 2015. *Historien om den svenska vindkraften*. Malmö. ISBN 978-91-7611-109-3
- European Wind Energy Association (EWEA), 2009, *Wind at work - Wind energy and job creation in the EU*
- Fialte Ireland, 2008, *Wind Farms. Visitor Attitudes on the Environment*, 2008/No.3
- Firestone, J., Kempton, W., Lilley, M.B. & Samoteskul K. 2012, *Public acceptance of offshore wind power across regions and through time*, Journal of Environmental Planning and Management 55(10): 1369-1386
- Framtidsbranschen Vindkraft – Exempel på yrken & arbetsuppgifter vid utbyggnad av landbaserade vindkraftsparker*, Nätverket för vindbruk
- GENECON, 2014, *Dogger Bank Offshore Wind Farm Economic Benefit Study*
- Glasgow Caledonian University, Moffat Centre, CogentSI, 2008, *The economic impacts of wind farms on Scottish tourism*
- Hattam C., Hooper T., Papathanasopoulou E., 2015, *Understanding the Impacts of offshore wind farms on well-being*, Plymouth Marine Laboratory
- Liinasaari, K., Perfect D., Duveskog G., Engström A., Frost P., 2011, *Arbetskraft, kompetenser och faciliteter för storskaligt vindbruk*, Energimyndigheten dnr 2009-002313
- Loomis, D. G., Hayden, J., Noll, S., Payne, J. E., 2016, *Economic impact of wind energy development in Illinois*, Journal of Business Valuation and Economic Loss Analysis
- Mels, S. 2003, *Havsbaserad vindkraft och socioekonomiska konsekvenser: en studie i Torsås kommun*, Handelshögskolan BBS, Högskolan i Kalmar
- Nilsson, J. E, 2010, *Samhällsekonomiska effekter av etablering av Blekinge Offshore vindkraftspark*, BTH
- Offshore wind energy and potential economic impacts in Long Island*, 2015, New York Energy Policy Institute & Stony Brook University

- Persson J., Fernqvist P., 2016, *Socioekonomiska konsekvenser av vindkraftsetablering och tillämpning av vindbonus – en kunskapssammanställning*, SLU Rapport 2016:4
- Power Väst, 2012, *Kartläggning av sysselsättningseffekter från vindkraft*
- Sammanställning över sysselsättnings- och regionala effekter vid byggandet av Glötesvålen vindkraftpark*, vindkraftcentrum.se
- Strategisk innovationsagenda för vindenergi och elnät till havs – ett industriperspektiv*, 2016, Vindenergi till havs
- Sundin, E. 2014, *Vindkraftverks effekter på turism i fjällmiljö - Fokus på vindkraftparken på Glötesvålen*. Kandidatuppsats, Avdelningen för turism och kulturgeografi, Mittuniversitetet Östersund
- Svensk Vindenergi, 2009, *Jobb i medvind – vindkraftens sysselsättningseffekter*
- The Mountaineering Council for Scotland, 2014, *Wind farms and changing mountaineering behavior in Scotland*
- Todd J., Chen J., 2013, *Creating the clean energy economy - analysis of the offshore wind energy industry*, International Economic Development Council
- United States Department of Energy, 2008, JEDI-WIND, Job and Economic Development Impact Model
- Warren, C. R., Lumsden, C., O'Dowd, S. & Birnie, R. V. 2005, 'Green on green': Public perceptions of wind power in Scotland and Ireland. *Journal of Environmental Planning and Management* 48(6): 853-875
- Wilhelmsson, D.; Malm, T. (2008). *Fouling Assemblages on Offshore Wind Power Plants and Adjacent Substrata. Estuarine, Coastal and Shelf Science*, 79(3), 459-466.
- Valpy, B; English P, 2016, *Future renewable energy costs: offshore wind*, BVG Associates and KIC InnoEnergy.
- Wiser, R; Jenni, K; Seel J, 2016, *Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers*, Lawrence Berkeley National Laboratory, Insight Decisions LCC, University of Massachusetts Amherst, IEA
- Hartkopf, T; Wagner, U, 2014; Hinrichsen, V, *Berechnung der optimalen Auslegung von Offshore Windkraftanlagen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit*, Fachbereich Elektro- und Informationstechnik der Technischen Universität Darmstadt.**

Bilaga

Tabell 26: Projekt i drift, under byggnation, godkänd eller planerad

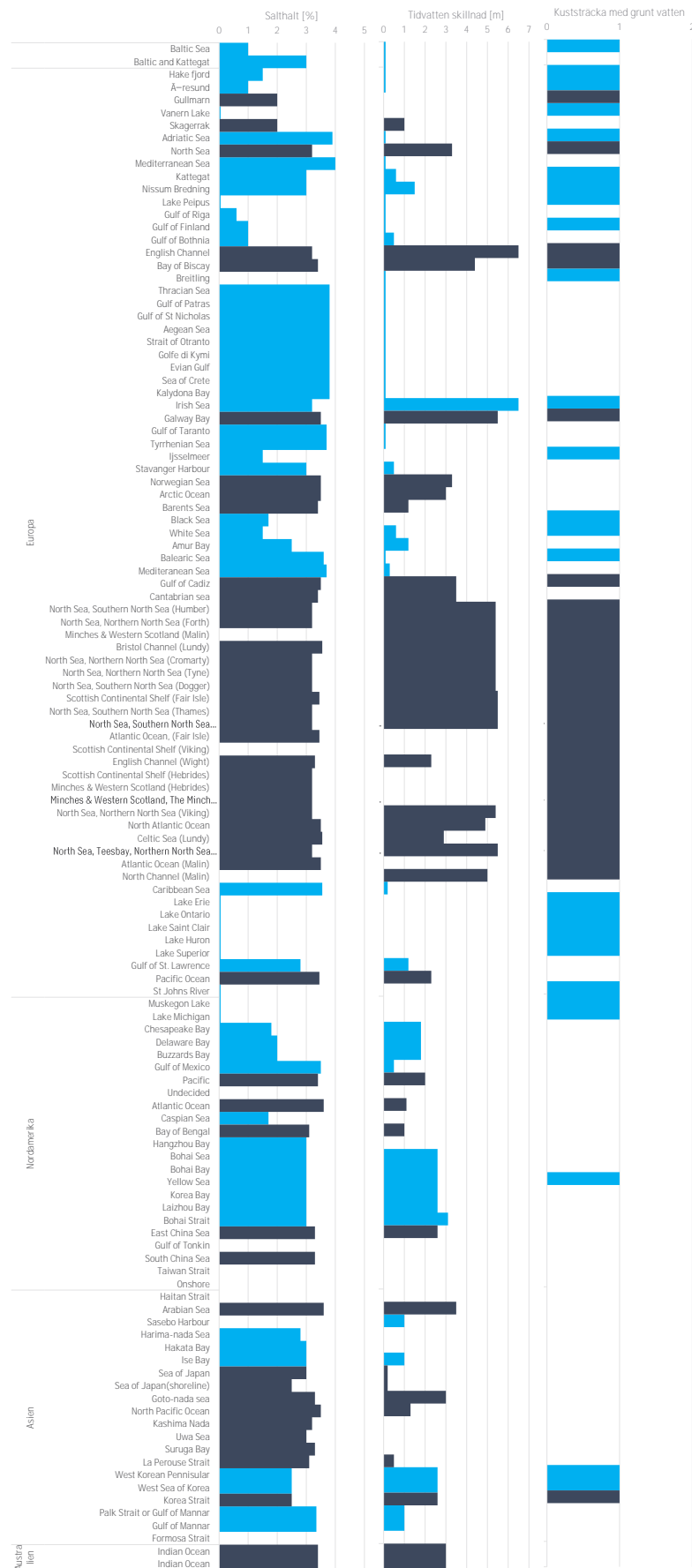
Land	Projektname	Kapacitet [MW]	Projektstatus	Sjö/hav
Danmark	Nysted	165,6	I drift	Östersjö
	Rödsand 2	207	I drift	Östersjö
	Anholt	399,6	I drift	Kattegat
	Frederikshavn	7,6	I drift	Kattegat
	Middelgrunden	40	I drift	Kattegat
	Vindeby	4,95	I drift	Kattegat
	Avedøre Holme	10,8	I drift	Kattegat
	Samsö	23	I drift	Kattegat
	Sprogö	21	I drift	Kattegat
	Tunö Knob	5	I drift	Kattegat
	Rönland	17,2	I drift	Nissum Bredning
	Bornholm (Nearshore Tender Area)	50	Planerad	Östersjö
	Kriegers Flak	590	Planerad	Östersjö
	Lillegrund - phase 1	100	Planerad	Östersjö
	Lillegrund - phase 2	400	Planerad	Östersjö
	Omö Syd	200	Planerad	Östersjö
	Smålandsfarvandet (Nearshore Tender Area)	200	Planerad	Östersjö
	Frederikshavn Offshore Wind Demo	40	Planerad	Kattegat
	Jammerland Bugt	120	Planerad	Kattegat
	Säby (Nearshore Tender Area)	200	Planerad	Kattegat
	Nissum Bredning	28	Planerad	Nissum Bredning
	Jammerbugt A J3	200	DVZ	
	Jammerbugt A J4	200	DVZ	
	Jammerbugt B J1	200	DVZ	
	Jammerbugt B J2	200	DVZ	
	Jammerbugt Reserved Area		DVZ	
	Kriegers Flak B K1	200	DVZ	
	Kriegers Flak Reserved Area		DVZ	
	Store Middelgrund MG1	200	DVZ	
	Store Middelgrund Reserved Area		DVZ	
Rønne Banke RB1	200	DVZ		
Rønne Banke RB2	200	DVZ		
Rønne Banke Reserved Area		DVZ		
Estland	Baltic Blue - Area A - Phase III	1050	Planerad	Östersjö
	Baltic Blue - Area B - Phase III	700	Planerad	Östersjö
	Baltic Blue - Area C - Phase II	420	Planerad	Östersjö
	Baltic Blue - Area D - Phase II	350	Planerad	Östersjö
	Baltic Blue - Area E - Phase I	196	Planerad	Östersjö

	Loode-Eesti Meretuulepark	700	Planerad	Östersjö
	Saare	600	Planerad	Östersjö
	Liivi laht - Kihnu	600	Planerad	Gulf of Riga
Finland	Kemin Ajoksen I	15	I drift	Bottniska Viken
	Kemin Ajoksen II	15	I drift	Bottniska Viken
	Pori 1	2,3	I drift	Bottniska Viken
	Tahkoluoto Offshore Wind Power Project	40	Under byggnation	Bottniska Viken
	Östra Skärgården	105	Planerad	Östersjö
	Kemin Ajoksen Meriperustushanke	0	Planerad	Bottniska Viken
	Kemin Ajoksen merituulivoimapaiston	81	Planerad	Bottniska Viken
	Kokkolan merituulivoimapaiston - Innopower	20	Planerad	Bottniska Viken
	Kokkolan merituulivoimapaiston - Mervento		Planerad	Bottniska Viken
	Kristiinankaupungin edustan merituulivoimapaisto	240	Planerad	Bottniska Viken
	Oulun Haukiputaan merituulipuisto	400	Planerad	Bottniska Viken
	Oulunsalo-Hailuoto	72	Planerad	Bottniska Viken
	Raahe - Maanahkiaisien	300	Planerad	Bottniska Viken
	Raahe - Pertunmatala	48	Planerad	Bottniska Viken
	Siipyn	240	Planerad	Bottniska Viken
	Suurhiekkä	480	Planerad	Bottniska Viken
	Tornion Röyttän merituulivoimapaisto	70	Planerad	Bottniska Viken
	Inkoo-Raaseporin	180	Planerad	Gulf of Finland
Tyskland	EnBW Baltic 1	48,3	I drift	Östersjö
	EnBW Baltic 2	288	I drift	Östersjö
	Breitling	2,5	I drift	Breitling
	Arkona	385	Under byggnation	Östersjö
	GICON Schwimmendes Offshore Fundament (SOF) Pilot	2,3	Under byggnation	Östersjö
	Wikinger	350	Under byggnation	Östersjö
	Arcadis Ost 1	348	Godkänd	Östersjö
	Adlergrund 500	72	Planerad	Östersjö
	Adlergrund GAP	155	Planerad	Östersjö
	Adlergrund Nordkap	111,6	Planerad	Östersjö
	ArkonaSee Ost	320	Planerad	Östersjö
	ArkonaSee West	400	Planerad	Östersjö
	BalticEagle	415	Planerad	Östersjö
	BalticPower	500	Planerad	Östersjö
	Beta Baltic	150	Planerad	Östersjö
	Fairwind	195	Planerad	Östersjö
	Ostseeperle	245	Planerad	Östersjö
	Ostseeschatz	225	Planerad	Östersjö
	Seewind	90	Planerad	Östersjö
	Strom-Nord	162	Planerad	Östersjö
	Wikinger Nord	40	Planerad	Östersjö
	Windanker	252	Planerad	Östersjö
	Strom-Süd	399,6	Planerad	Östersjö
	ArkonaSee Süd	400	Planerad	Östersjö

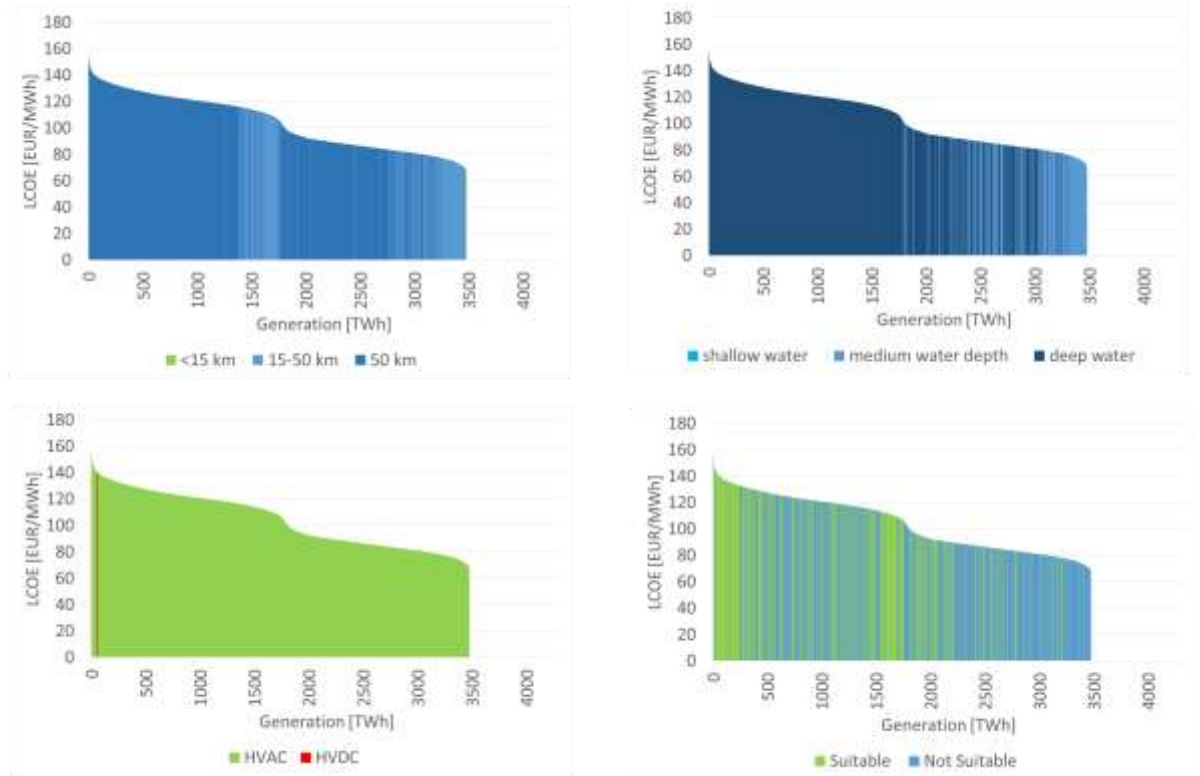
	Mecklenburg-Vorpommern Development Zone		DVZ	Östersjö	
Litauen	AVEC - 1	195	Planerad	Östersjö	
	AVEC - 2	198	Planerad	Östersjö	
	Baltic Energy Group	400	Planerad	Östersjö	
	Renerga	300	Planerad	Östersjö	
	Potential Lithuanian Tender		DVZ	Östersjö	
Polen	Baltica 1	1202,5	Planerad	Östersjö	
	Baltica 2	1202	Planerad	Östersjö	
	Baltica 3	1045,5	Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 10		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 13		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 21a		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 36a		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 41		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 44		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 46		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 47		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 48		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 49		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 50		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 51		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 52		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 54		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 55		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 56		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 57		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 58		Planerad	Östersjö	
	Licence Application No. 9		Planerad	Östersjö	
	MFW Baltyk Polnocny - Phase 1	1140	Planerad	Östersjö	
	MFW Baltyk Polnocny - Phase 2	420	Planerad	Östersjö	
	MFW Baltyk Srodkowy II	600	Planerad	Östersjö	
	MFW Baltyk Srodkowy III	600	Planerad	Östersjö	
	Sverige	Bockstigen	2,75	I drift	Östersjö
		Kårehamn	48	I drift	Östersjö
		Utgrunden I	10,5	I drift	Östersjö
		Vindpark Vänern	30	I drift	Vänern
Lillgrund		110,4	I drift	Öresund	
Kriegers Flak II		640	Godkänd	Östersjö	
Taggen Vindpark		300	Godkänd	Östersjö	
Trolleboda		150	Godkänd	Östersjö	
Storgrundet		420	Godkänd	Bottniska Viken	
Kattegatt Offshore		282	Godkänd	Kattegat	
Stora Middelgrund		648	Godkänd	Kattegat	
Stenkalles grund		100	Godkänd	Vänern	
Almagrundet			Planerad	Östersjö	
Blekinge Offshore AB		1000	Avslag	Östersjö	
FREIA 1 - Floating Renewable Energy Innovation Array		18	Planerad	Östersjö	

	FREIA 2 - Floating Renewable Energy Innovation Array	576	Planerad	Östersjö
	Fällbådan		Planerad	Östersjö
	Långgrund		Planerad	Östersjö
	Oskarshamn	400	Planerad	Östersjö
	Rata Storgrund - phase 1		Planerad	Östersjö
	Rata Storgrund - phase 2		Planerad	Östersjö
	Svenska Björn Offshore		Planerad	Östersjö
	Syd kustens Vind	300	Planerad	Östersjö
	Söder Landsort		Planerad	Östersjö
	Södra Midsjöbanken	2100	Planerad	Östersjö
	Gustav Dahlén 1		Planerad	Östersjö
	Gustav Dahlén 2		Planerad	Östersjö
	Utposten		Planerad	Bottniska Viken

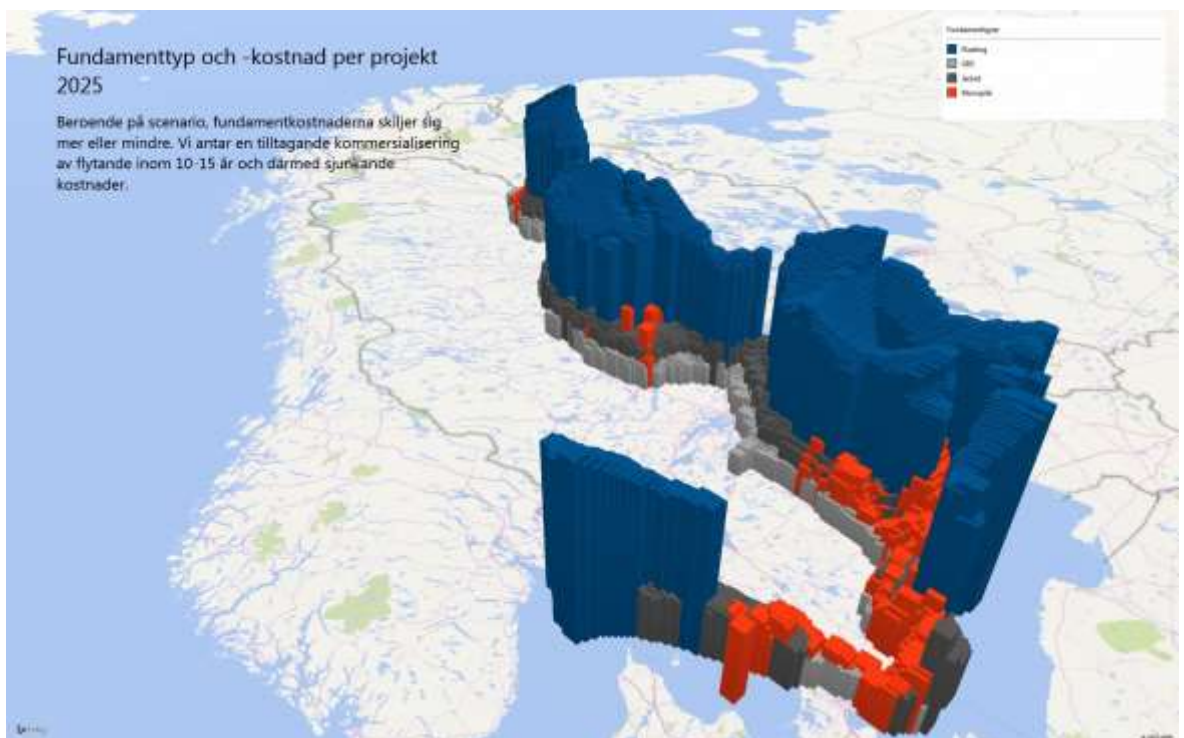
Figur 82: Översikt över utvalda viktiga parametrar mellan olika världshav och sjöar



Figur 83: Kostnadskurva för svenska havsbaserade Östersjöprojekt, huvudteknikutvecklingsscenario 2025, 5 TWh utbyggnad, 9% WACC



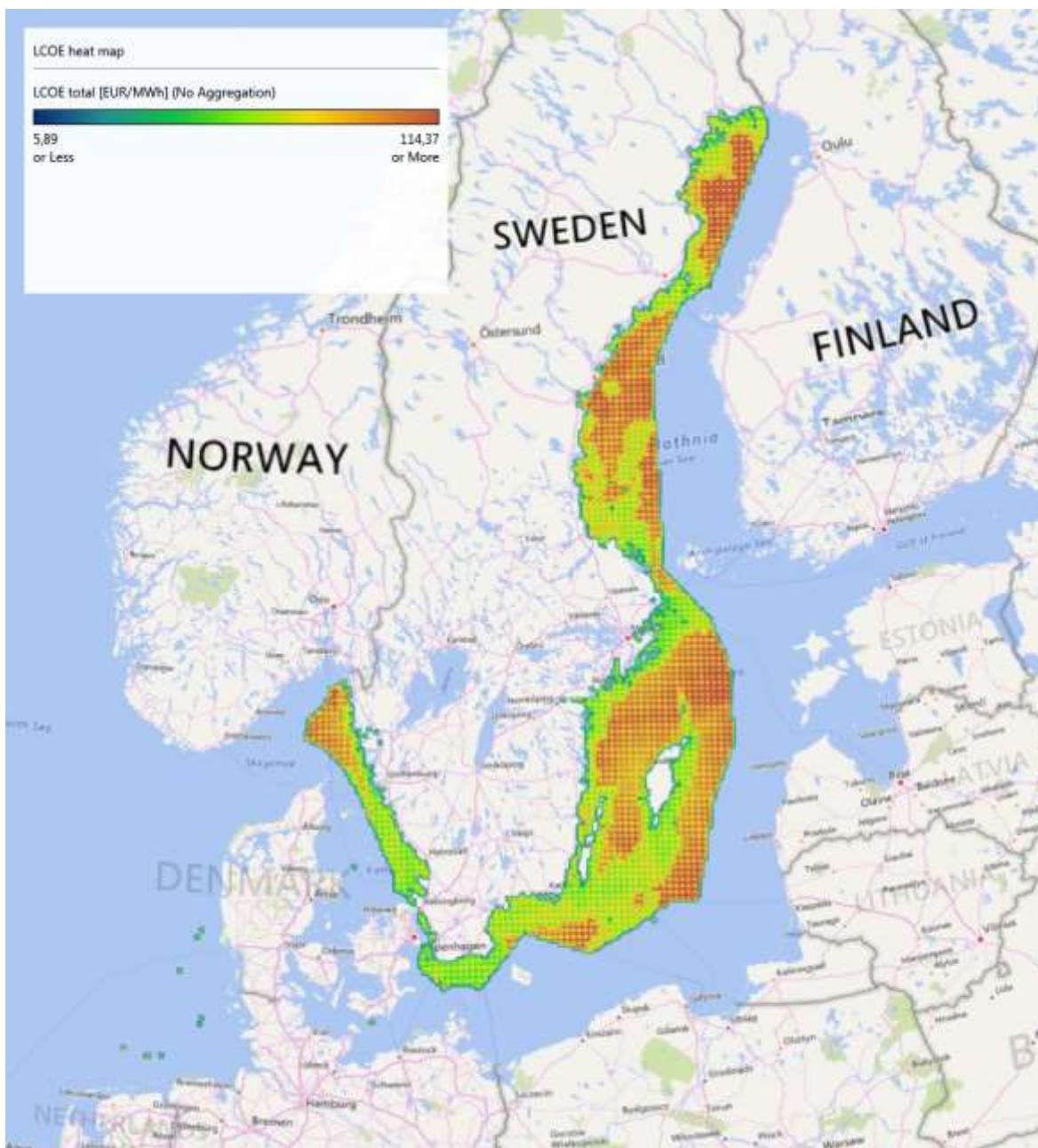
Figur 84: CAPEX per fundamenttyp för svenska 300 MW vindkraftparker, huvudscenario 2025



Figur 85: Extern nätanslutningskostnad och intern elnät CAPEX för 300 MW vindkraftparker



Figur 86: LCOE "värmekarta" huvudteknikutvecklingsscenario 2025, 5 TWh utbyggnad, 9% WACC



CAPEX element per projekt i Östersjön 2025 inklusive benchmark projekt



Tabell 27: Antal direkta och indirekta årsarbeten vid en 15 TWh utbyggnad med Sweco's referensvindkraftparker, per scenario och drifttagningsår

	Swecosund	Swecogrund	Swecoflak	Swecofloat	MIN	MAX
Konservativ teknikutveckling						
2020	15 639	16 515	18 339	22 111	15 639	22 111
2025	14 402	15 226	16 932	20 447	14 402	20 447
2030	13 780	14 608	16 201	19 631	13 780	19 631
2035	13 103	13 934	15 469	18 764	13 103	18 764
Huvudscenario teknikutveckling						
2020	15 015	15 853	17 647	21 339	15 015	21 339
2025	12 318	13 130	14 621	17 856	12 318	17 856
2030	10 931	11 625	12 975	15 954	10 931	15 954
2035	10 338	11 047	12 310	15 177	10 338	15 177
Offensiv teknikutveckling						
2020	14 538	15 368	17 083	20 666	14 538	20 666
2025	11 645	12 402	13 828	16 984	11 645	16 984
2030	9 796	10 498	11 741	14 480	9 796	14 480
2035	8 226	8 865	9 918	12 464	8 226	12 464
					8 226	22 111