

► Havsbaserad vindkraft i Östersjön

Inventering av frågeställningar och analys av förutsättningar för lönsamhet

Henrik Malmberg ► 2014-09-30

Innehåll

INLEDNING.....	2
SYFTE.....	2
OM FÖRFATTAREN.....	2
INVENTERING AV AKTUELLA FRÅGESTÄLLNINGAR.....	3
VINDFÖRHÅLLANDEN OCH ENERGIINNEHÅLL.....	3
VINDKRAFTVERK.....	3
FUNDAMENT, BOTTENFÖRHÅLLANDEN OCH VATTENDJUP.....	3
VÄDERFÖRHÅLLANDEN.....	3
ELANSLUTNING.....	4
EKONOMI OCH LÖNSAMHET.....	4
ANALYS AV FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR HAVSBASERADE VINDKRAFTSANLÄGGNINGAR I ÖSTERSJÖN.....	5
VINDFÖRHÅLLANDEN OCH ENERGIINNEHÅLL.....	5
BOTTENFÖRHÅLLANDEN OCH FUNDAMENTSVÄL.....	5
VÄDERFÖRHÅLLANDEN.....	6
TILLSTÅND.....	7
EKONOMI.....	8
RESULTAT.....	9
SLUTSATS.....	9

Havsbaserad vindkraft i Östersjön

Inventering av frågeställningar och analys av förutsättningar för lönsamhet

Inledning

Syfte

I många länder i Europa byggs både land- och havsbaserade vindkraftsanläggningar. Utvecklingen i respektive land drivs dels av fysiska förhållanden och av regeringsstyrda incitament.

Denna kraftiga utbyggnad har i Sverige inneburit att det idag finns drygt 7 TWh årlig produktionskapacitet. År 2015 beräknas kapaciteten ha stigit till 15 TWh. I Sverige har nästan all utbyggnad hittills skett i form av landbaserade vindkraftsanläggningar. Detta kan tyckas förvånande med tanke på de till synes mycket goda förutsättningar som Sverige har för havsbaserade anläggningar i form av innanhavet Östersjöns skyddade förhållanden.

Frågeställningen är alltså den följande: Varför byggs inte fler havsbaserade vindkraftsanläggningar i Östersjön?

Ett flertal uppförda anläggningar i Östersjön har visat att de grundläggande förutsättningarna finns. I jämförelse med den kraftiga utveckling som just nu pågår i brittiska, tyska och danska vatten, är det svårt att förstå varför inte också Östersjön är föremål för samma exploatering.

Möjligen beror denna diskrepans på att lönsamheten för anläggningar i Östersjön helt enkelt är för dålig. För detta kan anföras den skillnad i incitamentsystem som finns mellan det svenska elcertifikatssystemet som ger samma ersättning per producerad mängd energi producerad till havs som på land och till exempel

det brittiska som ger upp till den dubbla ersättningen.

Detta förhållande, att inget särskilt stöd utgår i Sverige för en vindkraftsanläggning till havs, har av många ansetts vara anledningen till att utbyggnaden i Östersjön ännu inte kommit igång.

De aktörer som utvecklar och bygger havsbaserade vindkraftsanläggningar i Europa idag, har onekligen kompetensen och förutsättningarna för att också bygga i Östersjön. Men beror avsaknaden av detta enbart på att de ekonomiska förutsättningarna är bättre på annat håll?

Denna skrift börjar med att inventera och sammanfatta de viktigaste och grundläggande frågeställningar som berör utbyggnaden av havsbaserade vindkraftsanläggningar i allmänhet. Dessa huvudpunkter analyseras sedan ur Östersjöanläggningars perspektiv.

Avslutningsvis prövas sedan frågan om olika typer av anläggningars lönsamhet. Fiktiva anläggningar i Nordsjön, Östersjön och på land jämförs ur en investerares synvinkel.

Om författaren

Henrik Malmberg arbetade inom E.ON-koncernen 2006 – 2012 och var bland annat ansvarig för projekteringen av vindkraftprojekt på den nordiska marknaden.

Henrik Malmberg lämnade vindkraftsbranchen i augusti 2012 och är nu VD för logistikföretaget Begoma, med säte i Malmö.

Inventering av aktuella frågeställningar

Vindförhållanden och energiinnehåll

Nedanstående bild visar skillnaden i den genomsnittliga vindhastigheten över Europa under 1900-talets senare hälft. Mörkare färger indikerar en högre vindhastighet.

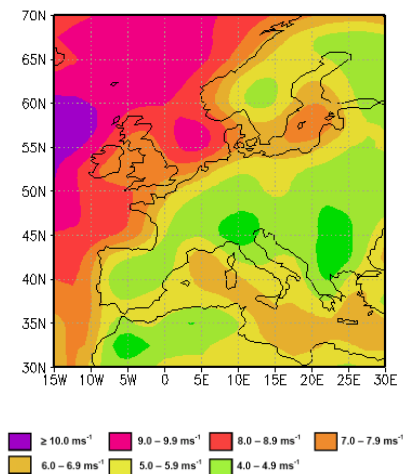


Bild 1. Annual long-term means for NCEP/NCAR datasets from 1948-95. (Ag Stephens, Long-Term Variability in offshore wind speeds, 2000)

Medelvinden i Nordsjön är något högre än i Östersjön. I Nordsjön kan medelvinden vara 9 till 10 meter per sekund medan i Östersjön är årsmedelvinden snarare 8 till 9 meter per sekund. Naturligtvis varierar årsmedelvinden mycket från plats till plats.

Vindkraftverk

Vindkraftverk delas in i så olika IEC-klasser, nedan enligt IEC 61400-2.

Klass	IEC I	IEC II	IEC III
Årsmedelvind	10 m/s	8.5 m/s	7.5 m/s
50-års maximum	70 m/s	59.5 m/s	52.5 m/s
Turbulens	A 18%	A 18%	A 18%
	B 16%	B 16%	B 16%

Tabell 1

Ett klass-I-vindkraftverk har generellt sett en större generator än vindkraftverk i lägre klasser. Ett vindkraftverk som är anpassat för lägre vindhastigheter har ofta en större rotordiameter och ett högre torn.

Fundament, bottenförhållanden och vattendjup

Det finns ett antal olika tekniker för att bygga fundament för havsbaserade vindkraftverk. De vanliga är antingen gravitationsfundament eller fundament som pålas ned i havsbotten, så kallade monopiles.

Bottenförhållandena och vattendjupet avgör vilken fundamentstyp som är bäst lämpad. Olika länder kan också ha olika lagstiftning för hur fundamenten får se ut och hur de får byggas på platsen.

Gravitationsfundament står på havets botten och håller vindkraftverket på plats med hjälp av sin egen vikt. Denna typ av fundament byggs av betong, flyter till platsen för etableringen på en pråm och lyfts på plats med en kran. Fundamentet fylls sedan med sten för att bli tyngre. Det är en förutsättning att botten är hård och jämn.

En monopile är en stålcylder som drivs ned i havsbotten. På stålcyldern monteras sedan en så kallad transition piece, på vilken vindkraftverket sätts fast. En monopile går att bygga i djupare vatten (upp till ca 40 meter) och i bottenförhållanden med mycket slam och dy där ett gravitationsfundament inte hade gått att bygga. Däremot medför installationen av en monopile vissa risker att komplikationer tillstöter vid neddrivningen av monopilen i havsbotten.

Väderförhållanden

Byggnation

Under byggnationen är man beroende av så långa perioder som möjligt av lugnt väder med låga vindar och små vågor. Byggnationen involverar båtar, kranar och utrustning som är dyr att ha stående vid dåligt väder. Vissa typer av fartyg är starkt efterfrågade i hela Europa och kan därför vara bokade till nästa projekt. Om ett projekt blir försenat på grund av dåligt väder kan vissa fartyg helt enkelt bli tvungna att lämna byggnationsplatsen för att åka vidare till nästa projekt.

Drift

Under vindkraftsprojektets driftstid påverkas möjligheten att transportera personal, utrustning och reservdelar till vindkraftsanläggningen av väderförhållandena på platsen. Normalt sköts

underhållsarbetet med båtar som kan angöra ett vindkraftfundament och lasta eller lossa personal och utrustning. Om ett vindkraftprojekt ligger i förhållanden som innebär att väderförhållanden och våghöjder ofta förhindrar transport till vindkraftverken; innebär detta naturligtvis ökade kostnader i form av längre tid för felavhjälpning och väntetid, i jämförelse med projekt som ligger i lugnare vatten.

Elanslutning

Ett havsbaserat vindkraftverk skiljer sig inte från ett landbaserat dito, så tillvida att i vindkraftverket finns en transformator som transformerar upp spänningen till ca 30kV. I en havsbaserad vindkraftsanläggning finns därför oftast en transformatorstation som transformerar upp spänningen till högspänning, vilket lämpar sig bättre för överföringen till stamnetet på land.

I stora havsbaserade vindkraftsprojekt som ligger långt ut i havet kan en överföring med högspänd likström löna sig, då förlusterna i överföringen minskar betydligt. Å andra sidan måste en stor och oftast mycket dyrbar plattform för likströmstransformering byggas i havet i anslutning till vindkraftsanläggningen.

Ekonomi och lönsamhet

Ett vindkraftprojekt är en stor investering och förväntan på avkastning högt ställda, ofta i storleksordningen 10 % - 15 % på investerat kapital (IRR). Förväntan på avkastningen är ofta något högre än för vindkraftsanläggningar på land givet att riskerna som är involverade i havsbaserade vindkraftsanläggningar är större.

I sista kapitlet görs en jämförelse mellan fiktiva investeringar i havsbaserade vindkraftsanläggningar i Nordsjön och i Östersjön. Dessa jämförs sedan med en typisk landbaserad vindkraftsanläggning i Sverige.

Analys av förutsättningar för havsbaserade vindkraftsanläggningar i Östersjön

Vindförhållanden och energiinnehåll

Ovan är beskrivet att årsmedelvinden i Östersjön är mellan 8-9 meter per sekund, till skillnad mot i Nordsjön där medelvinden är 9-10 meter per sekund. Detta är ett högst svepande antagande då den faktiska medelvinden för en plats beror till stor del på lokala förhållanden. Dock kan man konstatera att i Nordsjön råder en högre medelvind än i Östersjön. Låt oss räkna på vad detta betyder i minskad produktion i ett vindkraftverk som har en rotordiameter på 100 meter.

Vindkraftverkets effekt beräknas med följande formel:

$$Effekt = \frac{massa * area * hastighet^3}{2} * \frac{16}{27} * \alpha$$

Där α är verkningsgraden i vindkraftverket. Vi antar att verkningsgraden är 95 % och att en kubikmeter luft väger 1,25 kg (vid havsytan).

Ett typiskt Nordsjöprojekt har 9 meter per sekund i årsmedelvid och ett i Östersjön 8 meter per sekund.

Skillnaden i effekt (vid medelvind) blir då:

För Nordsjöprojektet:

$$\frac{1,25 * 50^2 * \pi * 9^3}{2} * \frac{16}{27} * 95\% = ca 2 MW$$

För Östersjöprojektet:

$$\frac{1,25 * 50^2 * \pi * 8^3}{2} * \frac{16}{27} * 95\% = ca 1,4 MW$$

Den till synes blygsamma skillnaden i årsmedelvind mellan 8 och 9 meter per sekund, resulterar i att Nordsjöprojektet producerar mer än 40 % mer energi!

I praktiken blir dock inte skillnaderna så här stora, eftersom de vindkraftverk som finns idag inte har generatorer på mer än 5 eller 6 MW och producerar således inte mer än så, oavsett hur mycket det blåser. Likaså kompenseras man för lägre vindar genom att använda längre blad på

vindkraftverket för att öka arean, vilket leder till en ökad produktion.

Nedan finns en jämförelse mellan två olika projekt som byggts med samma typ av vindkraftverk (Siemens 93 2,3 MW) visar att skillnaden i årsproduktion är cirka 10 %. Enligt tidigare resonemang kan denna skillnad ytterligare utjämnas med val av lämpligare vindkraftverk (större rotordiameter) för projekt i Östersjön.

Hav	Projekt	Årsprod. / vkv
Östersjön (typ)	Rödsand	Ca 9 GWh
Nordsjön	Horns rev 2	Ca 10 GWh

Tabell 2

Bottenförhållanden och fundamentsval

Bottenförhållandena i Östersjön lämpar sig i hög utsträckning för så kallade gravitationsfundament, på grund av lämpliga vattendjup (10-25 meter) och hårda bottenar. Detta medför att kostnaden för fundament i ett vindkraftprojekt i Östersjön kan bli lägre än i Nordsjön. Se nedanstående figur.

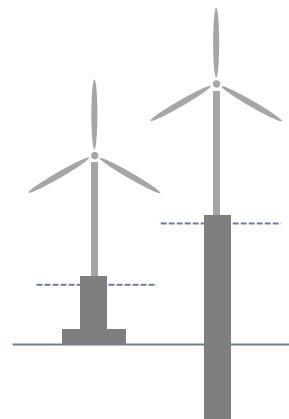


Bild 2. Gravitationsfundament till vänster, monopilefundament till höger.

Figuren visar att ett gravitationsfundament i Östersjön (vänster) har förutsättningar att bli billigare att bygga än ett monopilefundament i Nordsjön, då vattendjupet är lägre i Östersjön och att materialet är billigare (betong jämfört med stål).

Huruvida den faktiska kostnaden verkligen blir lägre beror naturligtvis mycket på hur stort det aktuella projektet är och hur de specifika förhållandena ser ut just där.

Väderförhållanden

Val av vindkraftverk

De dominerande vindriktningarna i södra Östersjön är syd – sydväst, medan i norra Östersjön är den dominerande vindriktningen syd.

På samma sätt som för landbaserade vindkraftsprojekt, gäller att för varje givet havsbaserat vindkraftsprojekt finns en kombination av rotordiameter, generatoreffekt och tornhöjd som är den bäst lämpade för just den platsen. Till exempel byggs vindkraftverk med rotordiameter på 120 meter, tornhöjd på 140 meter och en generatoreffekt på endast 3 MW på platser på land där vindförhållandena är dåliga. I Nordsjön finns exempel på motsatsen där vindkraftverken har en generatoreffekt på 6 MW på samma rotordiameter och ett torn på endast ca 80 meter.

I Östersjön ligger vindhastigheterna någonstans mitt emellan, vilket gör att utbudet av lämpliga vindkraftverk för etablering i Östersjön är stort.

Möjlighet för drift och underhåll

I Östersjön är det relativt sett bättre väderförhållanden än i Nordsjön, med avseende på våghöjder och stormar. Detta gör att tillgängligheten till vindkraftsanläggningar i Östersjön troligen är bättre än i Nordsjön. Naturligtvis spelar avståndet till kust en stor roll. Även områdets isförhållanden påverkar möjligheten att underhålla anläggningen.

Nedanstående två bilder (i samma skala) visar var de projekt som för tillfället finns under utveckling, byggnation eller i drift i Öster- respektive Nordsjön är belägna.

I Nordsjön finns många projekt längs Englands östra kust och längs Norra Tysklands/Jyllands kust som varit under utveckling under lång tid. De större anläggningar som nu planeras ligger ofta belägna långt ut i Nordsjön. Observera särskilt de tre stora projekten i Engelska vatten; Dogger bank, Hornsea och East Anglia vars yttersta delar ligger så långt som 200 km från land. Även de nordtyska projekten, som till exempel Amrumbank West ligger ca 40 km från ön Helgoland och ca 100 km från kust.

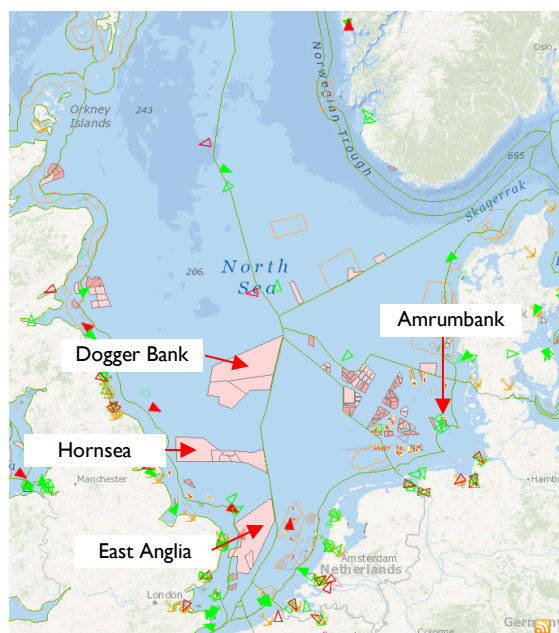
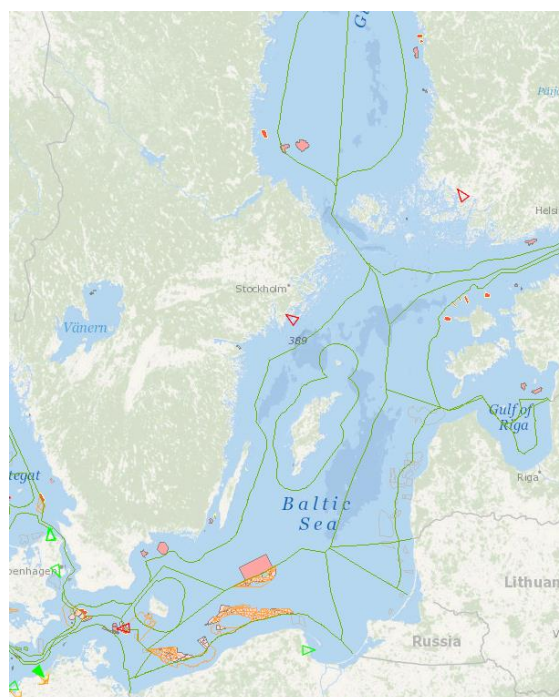


Bild 3 & 4. Planerade och befintliga projekt i Östersjön och Nordsjön.
www.4coffshore.com/offshorewind

Naturligtvis spelar avståndet till land en stor roll för drift- och underhållskostnaden av en vindkraftsanläggning. Till en anläggning som ligger nära land kan personal och utrustning fraktas med båt från en underhållsbas i land varje dag som vädret tillåter. För en anläggning längre ut till havs krävs att en plattform byggs där personal kan övernatta och vänta ut dåligt väder.

Avstånd till hamn	Transporttid med båt (20 knop)
Rödsand – 9km	Ca 15 min
Horns rev 2 – 32 km	Ca 1h
Amrumbank West – 40 km	Ca 1h 15min

Tabell 3

Tillstånd

Tillståndsgivande myndighet

Sveriges sjöterritorium sträcker sig som mest 12 nautiska mil ut (ca 20 km) från kusten. Utanför territorialgränsen tar Sveriges ekonomiska zon vid.

Förenklat kan man säga att inom territorialgränsen gäller plan- och bygglagen på land och miljöbalken i havet. Utanför territorialgränsen men inom Sveriges ekonomiska zon krävs tillstånd av regeringen för uppföranden av en vindkraftsanläggning. Tillståndet regleras då i miljöbalken.

Ekonomi

Nedan görs en sammanställning och jämförelse avseende investering och lönsamhet mellan projekt i Nordsjön, Östersjön (i svenska vatten) och på land i Sverige. Alla investerings- och underhållskostnader i detta kapitel är författarens uppskattningar utifrån de tre fiktiva projekten som beskrivs nedan.

Antaganden

Följande antaganden om respektive fiktivt projekt har gjorts:

	Öster-sjön	Nord-sjön	Land
Antal vindkraftverk	70	70	70
Total effekt	210 MW	250 MW	175 MW
Årsprod. per vindkraftverk	11 GWh	14 GWh	7 GWh
Kapacitetsfaktor	42 %	44 %	32 %
Årsproduktion	770 GWh	980 GWh	490 GWh
Avstånd från land	20 km	40 km	-

Tabell 4

Samma storlek har valts på projekten då likartade skalfördelar med avseende på storlek kan ansättas för offshoreprojekten.

I Östersjön har ett 3-MW vindkraftverk valts, i Nordsjön har ett vindkraftverk på knappt 4 MW valts och på land ett på 2,5 MW effekt. Denna skillnad har gjorts med tanke på att man väljer vindkraftverk med avseende på de aktuella vindförhållandena på platsen. Som diskuterats ovan innebär den lägre vindhastigheten i Östersjön och på land att ett vindkraftverk med lägre effekt är mer lämpligt.

Investeringens storlek

Det kan vara på sin plats att kommentera att marknaden för utrustning för vindkraftsanläggningar är i starkt tillväxt och en framtida reduktion i priser kan förväntas.

Investeringen för en vindkraftanläggning kan delas upp på ett par poster:

	Öster-sjön	Nord-sjön	Land
Vindkraftverk	8-9	11-13	8-10*
Fundament	4-5	5-7	Ca 1
Elanslutning	6-7	7-8	Ca 1,5
Transport	1,5-2	2,5-3	-
Markarbeten	-	-	Ca 1,5
Övrigt	1,5-2	2-2,5	Ca 1,5
[mSEK/MW]	Ca 23	Ca 31	Ca 14
[kr/kWh/år]	Ca 6,3	Ca 7,9	Ca 5,4

Tabell 5

*Landbaserade vindkraftverk byggs på högre torn jämfört med havsbaserade, vilket driver upp kostnaden.

Drift och underhåll

Underhållskostnaderna för en vindkraftsanläggning kan delas upp på följande poster:

Andel av totala kostnader [%]	Öster-sjön	Nord-sjön	Land
Kontor och verkstad i hamn	15 %	10 %	
Underhåll av vindkraftverk	50 %	55 %	60 %
Underhåll av fundament, elansl., övrigt	25 %	25 %	20 %
Övrigt	10 %	10 %	20 %
Kostnad per MWh [SEK/år]	Ca 200	Ca 250	Ca 150

Tabell 6

Lönsamhetsberäkning

Låt oss anta följande för kalkyleringen av lönsamheten:

IRR[%]	Östersjön	Nordsjön	Land
Livslängd	25 år	25 år	25 år
Kalkylränta	7 %	8 %	5 %
Inflation	2 %		
Elpris*	0,50 kr/kWh		
Ersättnings-system*	Elcertifikatssystemet 0,25 kr/kWh eller feed-in 1 kr/kWh		

Tabell 7

*Priserna antas öka med inflationen

Då risknivån är högre för ett havsbaserat vindkraftprojekt och en ännu något högre risk för ett Nordsjöprojekt, har en något högre kalkylränta antagits för ett Östersjöprojekt och en ännu något högre för ett Nordsjöprojekt. En finansär värderar riskerna för det underliggande projektet och då högre risker finns i ett havsbaserat projekt än i ett landbaserat, avspeglas detta också i den ränta projektet måste bära. Detta slår inte igenom direkt i beräkningen av IRR, men väl i beräkningen av produktionskostnaden.

I simuleringen har antagits att samma elpris råder för alla projektalternativen. Historiskt sett har elpriserna varit högre i England och i Tyskland än i Sverige, men om vi tittar framåt över de fiktiva anläggningarnas tänkta livslängd om 25 år, är det inte ett orimligt antagande att elpriserna i stort sett kommer att vara likartade.

Resultat

IRR [%]	Östersjö	Nordsjö	Land
Enbart elpris	3,3 %	0,1 %	6,8 %
Elcertifikat	7,9 % (SE)	4,1 %	12,1 % (SE)
Dubbla elcertifikat	12,5 %	8,1 % (UK)	17,6 %
Feed-in*	14,0 %	10,1 %	18,6 %
Betald elanslutn.** + elcertifikat	10,0 %	5,7 %	12,1 %
Betald elanslutn.** + dubbla elcertifikat	15,3 %	10,3 %	17,6 %
Betald elanslutn.** + feed-in	16,5 %	12,0 % (DE, DK)	18,6 %

Produktionskostnad	0,89 kr/kWh	1,20 kr/kWh	0,63 kr/kWh
--------------------	----------------	----------------	----------------

Tabell 8

*Under hela driftsperioden

**Avser att kostnaden för anslutning till land betalas av staten (ca 3,5 MSEK/MW för Östersjöprojekt och 4,5 MSEK/MW för Nordsjöprojekt)

Slutsats

Med de antaganden som är gjorda här kommer vi till slutsatsen att havsbaserade projekt i Östersjön generellt sett har bättre förutsättningar i form av enklare och billigare byggnation och billigare drift än för motsvarande projekt i Nordsjön. Däremot är vindförhållandena i Nordsjön bättre, vilket avspeglas i en bättre produktion än i Östersjön.

Vad gäller lönsamheten är ett projekt i Östersjön mer lönsamt än ett motsvarande projekt i Nordsjön. I denna modell har även olika ersättningssystem påverkan på lönsamheten simulerats. Denna simulering visar att ersättningssystemen är bättre i de länder där byggnationen sker i Nordsjön idag än det svenska elcertifikatssystemet. I England har tidigare givits motsvarande dubbla elcertifikat, dessa certifikat har till och med varit något mer värda än de svenska. I Tyskland och Danmark ges en feed-in tariff i kombination med att elanslutningen till land betalas. Slutligen har även effekten simulerats av att elanslutningen till land betalas för de havsbaserade projekten.

I tabell 8 har med blå färg markerats de resultat som bäst representeras rådande marknadsförhållanden för respektive projekt.

En annan aspekt är att hittills har vindkraftverken utvecklats för havsbaserade anläggningar i för Nordsjöförhållanden. En ytterligare förbättring av projekt i Östersjön är att förvänta då vindkraftverk utvecklas och optimeras för de vindförhållanden som råder i Östersjön.

Sammanfattningsvis konstaterar författaren att vindkraftprojekt i Östersjön har goda förutsättningar att bli lönsamma.