



Mulighetsstudie Vindkraft	 		
	Document number: TBA		
Revision number:	1	Date:	19.06.2009
Prepared by:	Mette Kristine Kanestrøm	Date:	19.06.2009
Verified by:	Pia P. Weider	Date:	19.06.2009
Approved by:	Stig Svalheim	Date:	19.06.2009

Mulighetsstudie, Vurdering av vindkraft offshore til reduksjon av klimagassutslipp

Referanse OD 09/44

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	2 av 54

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	INNLEDNING	3
1.1	BESKRIVELSE AV OPPDRAGET	3
1.2	AVGRENSING AV ARBEIDET	3
1.3	OPPBYGGING AV MULIGHETSSTUDIEN	3
2	OPPSUMMERING	4
3	TEKNOLOGISTATUS OG TEKNOLOGIUTVIKLING VINDKRAFT	5
3.1	VINDTURBINER	5
3.2	FUNDAMENT	6
3.3	DRIFT OG VEDLIKEHOLD	8
4	MARKEDS- OG KOSTNADSUTVIKLING VINDKRAFT	10
4.1	MARKEDSUTVIKLING	10
4.2	KOSTNADSUTVIKLING	12
5	VIKEMIDLER FOR Å FREMME VINDKRAFTUTBYGGINGER	16
5.1	HAVENERGILOV	16
5.2	EUS FORNYBARDIREKTIV	16
5.3	SERTIFIKATSYSTEMER	16
5.4	KABEL TIL EUROPA	17
5.5	DEMONSTRASJON AV OFFSHORE VINDTURBINER SOM VIRKEMIDDEL FOR Å FREMME VINDKRAFTUTBYGGING	18
5.6	GARANTI FRA GIEK FOR UTBYGGING AV VINDKRAFT TIL HAVS	18
5.7	VIND PÅ LAND	18
6	BRUK AV VINDKRAFT MOT PETROLEUMSINNRETNINGER	19
6.1	AVGRENSNING OG BESKRIVELSE AV PRINSIPIELLE TOPOLOGIER	19
6.2	BESKRIVELSE AV TOPOLOGIENE FOR HVER INNRETNING.	20
6.3	FORUTSETNINGER - KRAFTSYSTEMER	27
7	KOSTNADSEVALUERING	28
7.1	OPPSUMMERING - AKTUELLE TOPOLOGIER FOR EN TRINNVIS ELEKTRIFISERING AV SOKKELEN	28
7.2	KOSTNADSESTIMAT VINDKRAFTANLEGG OG KRAFTSYSTEMER	29
8	UTBYGGING, DRIFT, OPPETID, VEDLIKEHOLD OG LEVETID	45
8.1	MULIGE TIDSPUNKT FOR UTBYGGING OG IDRIFTSETTELSE, TOPOLOGI 1- 4	45
8.2	VEDLIKEHOLD OG LEVETID.....	47
8.3	KRAFTPRODUKSJONSSYSTEMERS NEDETID	48
8.4	LEVERINGSSIKKERHET OG PÅLITELIGHET	48
9	STUDIENS OVERFØRINGSVERDI TIL ANDRE OMRÅDER	49
9.1	GEOGRAFISKE FORHOLD	49
9.2	KOSTNADER	50
10	REFERANSER	51
	APPENDIKS I – VINDTEKNISKE FORUTSETNINGER	52
	APPENDIKS II – BEREGNING AV PRODUKSJONSVOLUM OG UTSLIPPSREDUKSJONER	54
	APPENDIKS III – KRAFTSTASJONSDATA SØRLIG NORDSJØ	56
	APPENDIKS IV – ENLINJESKJEMA TOPOLOGI 1-4	57
	APPENDIKS V – FISKERI- OG MILJØKONSEKVENSER	58

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	3 av 54

1 INNLEDNING

1.1 Beskrivelse av oppdraget

Miljøverndepartementet har nedsatt en faggruppe ledet av Statens forurensningstilsyn (SFT) for å utarbeide grunnlagsmateriale fram mot en vurdering av virkemiddelbruken i klimapolitikken. Arbeidet vil danne bakgrunnsmateriale for en stortingsmelding om klimapolitikken som etter planen skal komme i 2010. Faggruppen kalles Klimakur 2020, se www.klimakur.no.

Petroleumssektoren stod for om lag 25% av de norske utslippene av klimagasser i 2006. Samordning av kraftbruk og kraftproduksjon offshore er en type tiltak som kan gi reduserte utslipp av klimagasser i petroleumssektoren. Ved å tilrettelegge for innfasing av ny fornybar energi kan gassturbiner på sokkelen erstattes med vindkraft. Petroleumsinnretninger har svært høye krav til driftssikkerhet. Det er derfor av avgjørende betydning å sikre at kraften er tilgjengelig uavhengig av vær og at systemet er robust for ulike vindkraftproduksjon og for variasjoner i etterspørselen.

Oljedirektoratet har tildelt Lyse oppdraget med å utarbeide en mulighetsstudie for vurdering av offshore vindkraft som tiltak for reduksjon av klimagassutslipp. Mulighetsstudien skal forsøke å angi i hvilken grad, og til hvilken kostnad vindturbiner i områder på sokkelen kan bidra til reduserte klimautslipp.

1.2 Avgrensning av arbeidet

Lyse og Unitech ønsker å levere et konsulentarbeid med kvalitet innenfor de tids og kostnadsrammer som er gitt, og foreslår derfor å begrense studien til olje- og gassinstallasjoner i Sørlege Nordsjøen. Konsulentarbeidet vil ta utgangspunkt i områdeløsninger/kraftløsninger beskrevet i 'Kraft fra land til norsk sokkel' (www.npd.no), ref./1/. Dette konsulentarbeidet kan i midlertidig brukes som sammenligningsgrunnlag for å estimere tiltakskost for vindkraft brukt inn i midtre Nordsjø, nordlige Nordsjø og Norskehavet.

Sørlege Nordsjøen er valgt område for konsulentarbeidet fordi:

- O&G-installasjoner i Sørlege Nordsjøen ligger på rundt 70 meter som betyr at det i prinsippet eksisterer teknologi til å realisere vindkraft der i dag.
- O&G-installasjoner i Sørlege Nordsjøen har fortsatt en lang levetid og det planlegges en del investeringer på feltene i nær fremtid.
- Statnetts visjon om et offshore kraftnett beskriver kabel ut mot Sørlege Nordsjøen og Ekofisk som fase 1, ref./14/.
- En del grunnlagsmateriale for offshore vindkraft foreligger, med referanse til Lyses prosjekt: Forsyning av elektrisk kraft fra småskala offshore vindkraftanlegg til olje- og gassinstallasjoner. ref. /13/.

1.3 Oppbygging av Mulighetsstudien

Studien starter med en oppsummering i kapittel 2. Kapittel 3 beskriver teknologistatus og teknologiutvikling vindkraft, mens Kapittel 4 ser på markeds- og kostnadsutvikling for vindkraft til havs mot 2020-2030. Deretter omtales mulige virkemidler for å fremme vindkraftutbygginger til havs i kapittel 5. Resultater, det vil si hvilken kostnad vindkraft kan bidra til å elektrifisere petroleumsinnretningene i Sørlege Nordsjøen og hvilken reduksjon i klimagassutslipp dette representerer er beskrevet i Kapittel 6 og 7. Kapittel 8 ser på prosjektfasene fra utbygging til vedlikehold og drift av vindparker og kraftsystemer. Mulige synergieffekter med nye investeringer i Sørlege Nordsjøen er beskrevet i kapittel 10. Det siste kapittelet gir en beskrivelse og grove kostnadsoverslag på studiens overføringsverdi til midtre Nordsjø, nordlige Nordsjø og Norskehavet.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	4 av 54

2 OPPSUMMERING

Den tidligere utførte studien "Kraft fra land til norsk sokkel" ref. /1/ viser at en deelektrifisering av de fire områdene Sørlege Nordsjø, Midtre Nordsjø, Nordlige Nordsjø og Norskehavet ville ha redusert utslippene på sokkelen med cirka 4 millioner tonn i 2007. Rapporten viser at blant disse områdene er Sørlege Nordsjøen et av de minst kostbare områdene å elektrifisere. I Sørlege Nordsjø er havdybden 70-90 meter og området kan egne seg for bunnfaste havvindmøller. Det ville derfor være naturlig å se elektrifisering i sammenheng med utbygging av offshore vindkraft i dette området.

På bakgrunn av resultater fra kapittel 6 og 7 i denne rapporten, samt beskrivelse av mulige virkemidler for å fremme vindkraftutbygging i kapittel 5, oppsummeres følgende mulige trinnvis utvikling av vindkraft for elektrifisering:

- 1) **Trinn1: Isolerte kraftsystemer.** Vindkraft installeres som en del av det isolerte kraftsystemet på petroleumsinnretningene, der fast fundamenterte vindturbiner forsyner kraft til offshoreinnretninger i samspill med eksisterende gassturbiner. Gassturbin kraft anvendes når vindkraften ikke strekker til. Systemet er ikke integrert med landkraftnettet og krever derfor heller ikke investeringer i kabel fra land eller nettforsterkninger på land. De første vindturbiner installert i et slikt isolert kraftsystem bør gjennomføres som et pilot- og demonstrasjonsprosjekt der forskingssentre som NOWITECH/NORCOWE og leverandørindustrien bør ta en aktiv rolle. Det er viktig å allerede nå starte med demonstrasjon og utvikling av havbasert vindkraft i liten skala for å ha en robust og pålitelig vindkraftteknologi når rammeverket eventuelt gir grunnlag for å bygge store vindparker til havs i Norge.
- 2) **Trinn 2: Kabel med vindkraft fra land.** Vindkraft på land kan realiseres allerede i dag med gjeldende lovverk og støtteordninger. Som trinn 2 i utvikling av vindkraft for elektrifisering kan det legges kabler ut til petroleumsinnretninger i Sørlege Nordsjø, med vind fra land som "dedikert" kraft.
- 3) **Trinn 3: Havbasert vindkraft:** Sjøkabler som legges for elektrifisering av sokkelen med fornybar kraft fra land, ref. trinn 2 over, har lang levetid og bør utnyttes til havbasert kraftproduksjon når Norges lovverk og støtteordninger er på plass og gjør det attraktivt å bygge ut havvindkraft i Norge.
- 4) **Trinn 4: Vindkraft til havs med kabler til kontinentet:** EUs fornybardirektiv vil antageligvis endre kraftsituasjonen i Norge betydelig. Forutsatt at vi får et krav til økt fornybarandel på linje med land det er naturlig å sammenligne oss med, vil vi være i en situasjon der Norge vil ha et overskudd av ren kraft frem mot 2020. Store vindparker som bygges på land og til havs må derfor kombineres med et offshore kraftnett mot kontinentet for å bidra med fornybar kraft til Europa samt unngå innestengt kraft i Norden. Kabler til kontinentet bør derfor komme på et tidlig tidspunkt men tilknytningen til offshore vind kan skje som trinn 4.

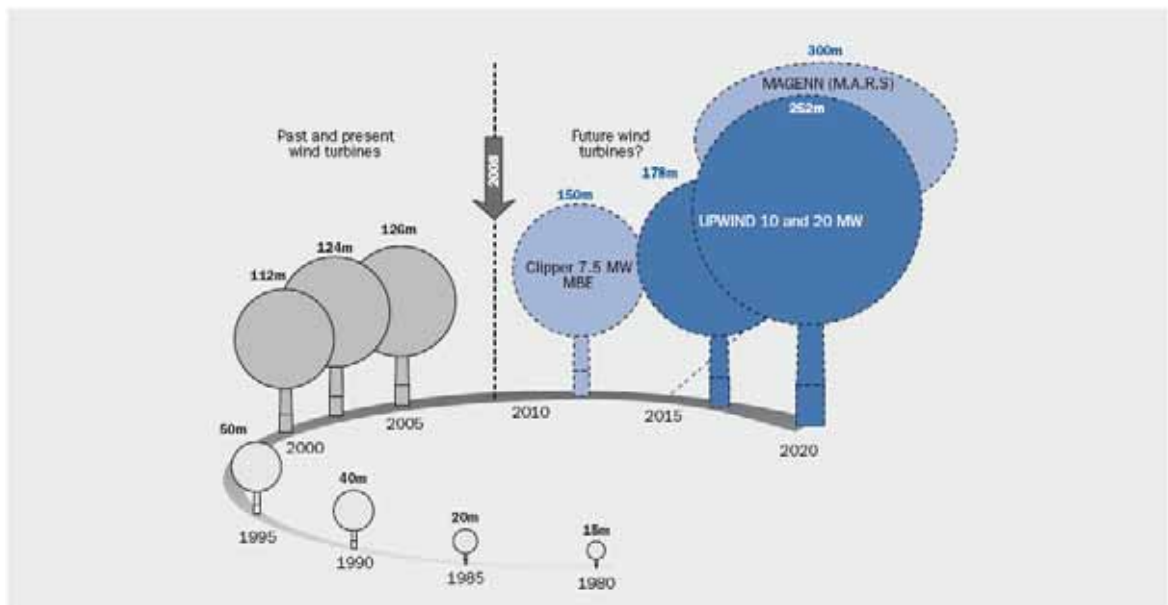
Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	5 av 54

3 TEKNOLOGISTATUS OG TEKNOLOGIUTVIKLING VINDKRAFT

Moderne vindkraft ble etablert på begynnelsen av 1980-tallet og siden den gang har utviklingen vært formidabel. Fra å være små enheter som forsynte noen husklynger ser man i dag store vindparker bestående av vindturbiner med totalhøyde opp mot 150 meter og installert effekt på flere hundre megawatt. De første offshore vindparkene av betydelig størrelse ble installert i 2000.

3.1 Vindturbiner

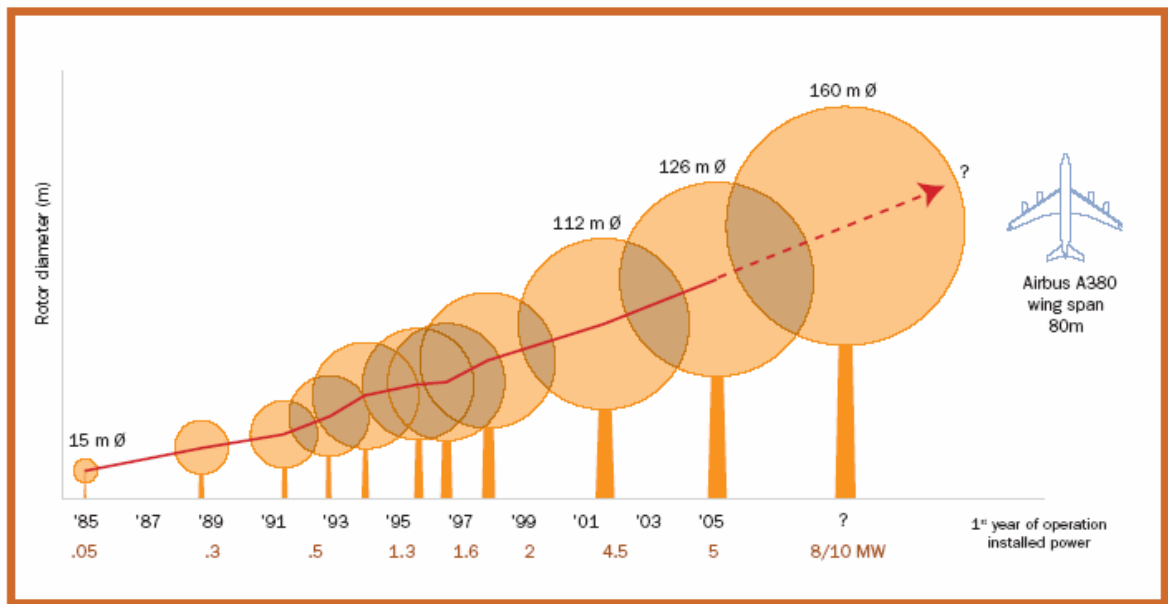
Utviklingen fra midten av 80-tallet vises i Figur 3.1. Markedet for vindturbiner har hatt en betydelig vekst, spesielt de siste 5-10 år. I dag finnes kommersielle vindturbiner med ytelse 5 MW (megawatt) som primært er beregnet for installasjon offshore. Montasje av vindturbiner på land har foreløpig logistiske begrensninger, slik at de største som installeres i markerte kvanta er i størrelsesorden 2-3 MW.



Source Garrad Hassan

Figur 3.1 Utvikling av vindturbiner

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	6 av 54



Source: Jos Beurskens, ECN

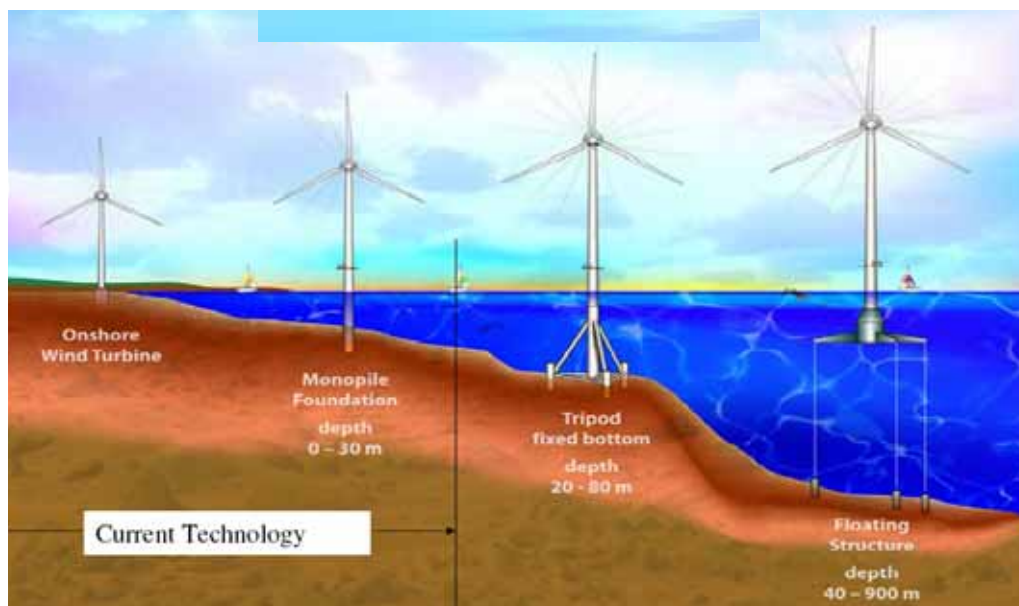
Figur 3.2 Utvikling av vindturbiner

Utvikling av offshore vindturbiner er fremdeles på et tidlig stadium. Flere av vindturbinene som er plassert offshore i dag er begrensede modifikasjoner av onshore vindturbiner. Samtidig har nye aktører kommet på markedet med mer rendyrkede modeller. Mye tyder på at det må et teknologiskifte til for å få en utbygging av offshore vindkraft i tråd med de planer som foreligger. Dette begrunnes i at vindturbiner som plasseres offshore ikke er tilgjengelige for reparasjoner hele året, slik som onshore turbiner er. Resultatet er at en feil, enten den er alvorlig eller ikke, ikke nødvendigvis kan utbedres innenfor et kort tidsrom, og kostnadene for vedlikehold er høyere offshore enn på land. Dermed reduseres lønnsomheten til vindturbinen betraktelig. Viktige elementer i framtidens offshore vindturbiner vil være tilstandsovervåking, redundans på kritiske komponenter og nye tilkomstløsninger. Det er blitt bygget flere parker på grunt vann (< 30m) og nært kysten, hvilket gir lettere adgang til installasjonene enn en park som eksempelvis plasseres i sørlige Nordsjø, flere hundre kilometer fra land.

3.2 Fundament

Fundamentet er et vesentlig element når man omtaler offshore vindturbiner. Måten å fundamentere vindturbinene på er avhengig av vanddybden. De fleste av dagens operative offshore vindturbiner står på monopæler. For større dyp, som i sørlige Nordsjø, må andre konsepter anvendes, for eksempel tripods, jacket-strukturer eller betong GBS (gravity based structures).

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	7 av 54



Copy from: NREL/PR-500-40462, October 2006

Figur 3.3 Teknologi for fundamentering av offshore vindturbiner

Det er et enormt potensial for vindparker på dypere vann, forutsatt at kostnadene for dette kan reduseres til et konkurransedyktig nivå. Dette krever utvikling av offshore teknologi, og norsk industri er verdensledende på dette området. Til tross for at utviklingen er på et tidlig stadium er det flere eksempler på at norsk industri har markert seg. OWEC Tower har levert jacket-understell til to 5 MW offshore vindturbiner ved oljeinstallasjonen Beatrice og Aker Solutions Verdal har fabrikkert tripods for offshore vindparken Alpha Ventus. StatoilHydro installerer og starter testing av sin flytende vindturbin Hywind i 2009. SWAY og WindSea er andre flytende konsepter under utvikling, ref. Figur 3.4.



Figur 3.4 Norske konsepter for flytende vindturbiner, fra venstre Hywind, Sway og WindSea

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	8 av 54

3.3 Drift og vedlikehold

En betydelig andel av livsløpskostnadene for offshore vindkraftanlegg vil være knyttet til drift og vedlikehold. I et perspektiv fram mot 2020 må man likevel forvente at teknologien har tatt et steg videre. Valg av riktig drift- og vedlikeholdsstrategi vil også være avgjørende for å optimalisere vindkraftanleggene til havs. Tilstandsbasert vedlikehold kan være en måte å redusere antall entringer av vindturbinen til et minimum. Dette krever et omfattende overvåkingsystem, og kan knyttes opp mot teknologiutvikling. For vindparker tilknyttet olje- og gass installasjon i isolert nett vil det være hensiktsmessig at drift og vedlikehold koordineres mot driftsenheter på olje- og gassinstallasjonene. Dette begrunnes i nærhet til installasjonene og et begrenset antall turbiner. Operatør vil ha interesse i drift av vindturbiner, da disse skal samkjøres optimalt med kraftsystemet på installasjonene. Vindparker med kabel til land har et stort antall turbiner, separat substation og vil ha større avstand til olje- og gassinstallasjonene. Det er nærliggende å anta at ansvar for drift og vedlikehold av slike parker ligger på en parkeer som for eksempel kan være et energiselskap.

3.3.1 Tilkomst

Gode tilkomstløsninger til offshore vindturbiner vil være avgjørende for å optimalisere driften av disse. Samtidig må man forvente at neste generasjons offshore vindturbiner er designet for å kunne driftes med et minimum antall entringer i løpet av et år, spesielt turbiner som er tenkt plassert langt fra land og er eksponert for tøffe klimatiske forhold. Det er to måter å entre en offshore vindturbin på; enten ved båt eller helikopter. Ved den danske offshore vindparken Horns Rev I 14-20 kilometer utenfor kysten av Jylland, blir personellet transportert til turbinene ved hjelp av enten båt eller helikopter. For entring ved hjelp av helikopter er det da plassert en basket på toppen av nacellen (maskinhuset) som personellet fires ned i. Den planlagte parken Horns Rev II er designet for tilkomst til vindturbinene kun ved bruk av hurtiggående båt som er spesialbestilt til parken.



Figur 3.5 Dagens tilkomst metoder

Vindturbiner i sørlige Nordsjø gir større utfordringer med hensyn på tilkomst. Det er flere hundre kilometer til land, og værforholdene er hardere. Figuren over viser typisk adkomstfartøy i bruk per i dag. Dette og tilsvarende fartøy har en øvre grense for signifikant bølgehøyde (Hs) på 1,5m for entring av vindturbin som vil gi meget begrenset tilgjengelighet i Sørlige Nordsjøen. Det anses som helt nødvendig å sikre tilkomst i minimum 2,5m Hs skal tilkomst med båt være et reelt alternativ for offshore vindparker. Vindkraftbransjen, inkludert Lyse, jobber med alternative og mer robuste tilkomstløsninger og det forventes at utviklingen av neste generasjon offshore vindturbiner følges av en utvikling innen tilkomstløsninger.

Bruk av helikopter for tilkomst via basket på nacelle brukes per i dag men denne løsningen som baserer seg på heising av personell regnes av Lyse som en evakueringsløsning og ikke en akseptabel løsning for planlagt transport til vindturbin. Lyse mener allikevel det vil være viktig å utrede muligheter for alternativ helikopter tilkomst da dette er en etablert transport metode i området og det er muligheter for synergi med olje- og gass installasjonene og permanent stasjonerte helikoptre..

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	9 av 54

3.3.2 Kostnader for drift og vedlikehold

Kostnadsbildet for drift og vedlikehold av offshore vindparker er uoversiktlig. Det er vanskelig å sammenlikne tall fra ulike lokasjoner, da viktige parametere som vanndybde, avstand til land, størrelse på vindparker og nødvendig nettintegrasjon er sterkt varierende. Samtidig har de fleste av dagens operative offshore vindparker kun vært i drift i noen få år og dermed er det begrenset tilgang på gode erfaringstall. I FoU-prosjektet "Deep sea offshore wind technology" har SINTEF sammenliknet ulike studier som blant annet har fokusert på kostnader for drift og vedlikehold av offshore vindparker.

3.3.3 Offshore vind FoU aktiviteter i Norge

Et viktig bidrag for å fremme teknologiutvikling og realisering av robuste og kostnadseffektive løsninger for offshore vindkraft vil være aktiviteter innenfor forskning og utvikling (FoU). Det er flere initiativer på dette området i Norge. FoU-prosjektet "Deep sea offshore wind technology" (2007-2009) som er et konsortium av forskningspartnere og industri-/energisekskaper, koordinert av SINTEF, fokuserer på designverktøy, nettintegrasjon og drift og vedlikehold. "NOWITECH" og "NORCOWE" (2009 – 2017) er to forskningscentre på offshore vind under etablering med budsjetter på 300 MNOK, støttet av Norges forskningsråd. Det er av vesentlig betydning at FoU-initiativ knyttes opp mot demonstrasjon av ny teknologi.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	10 av 54

4 MARKEDS- OG KOSTNADSUTVIKLING VINDKRAFT

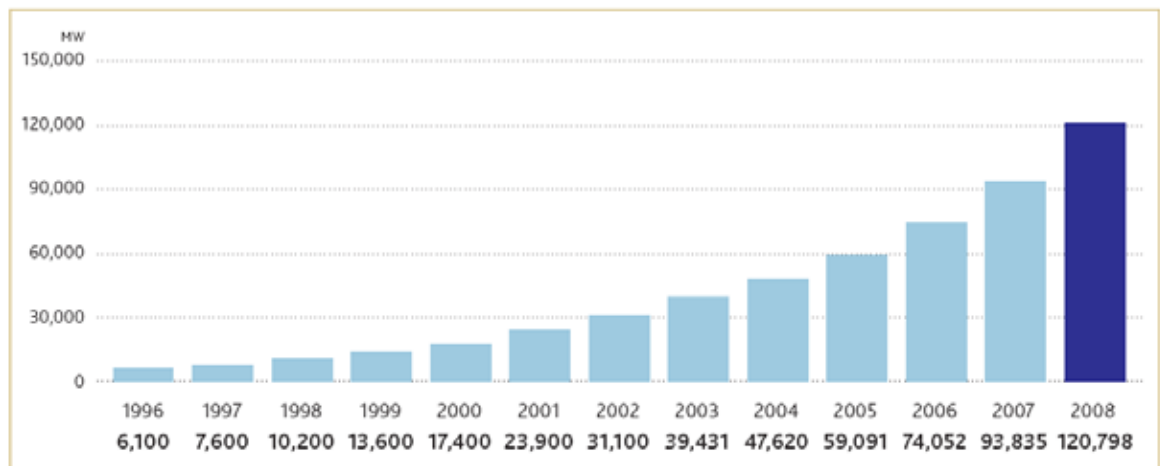
4.1 Markedsutvikling

2008 ble et nytt rekord år for nye installasjoner og den globale vind energi kapasiteten økte med 28,8%. USA passerte Tyskland og er nå det landet med mest installert vindkraft og Kina doblet sin totale installerte kapasitet for fjerde år på rad, ref. /9/.

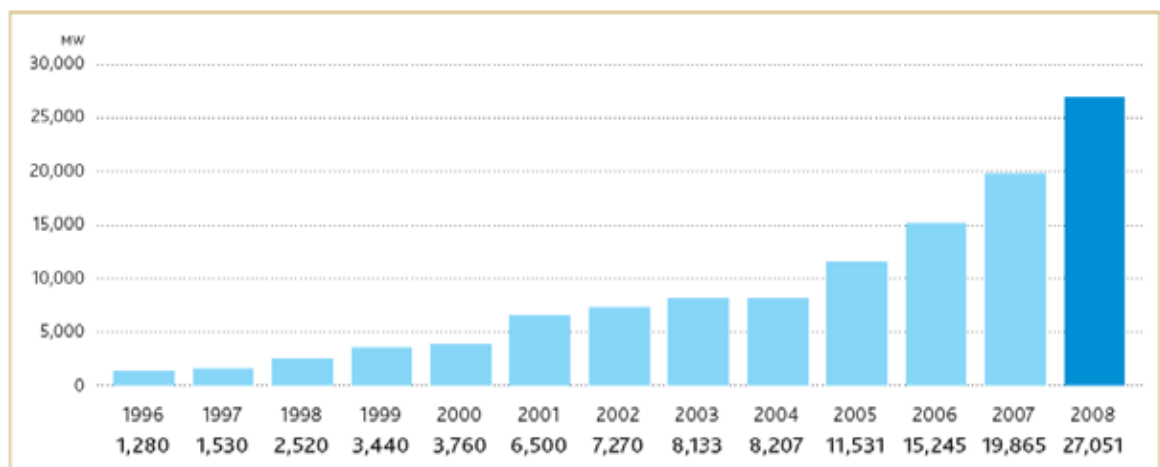
Verdens totale installerte vindkraft kapasitet var 120,8 GW ved utgangen av 2008 hvorav kun drøyt 1% var installert til havs. Veksten i 2008 var på mer enn 27 GW som representerer en årlig vekstrate på 36 %. Disse tallene viser en stort og økende globalt marked for ren fornybar vindkraft.

Figur 4.1 under viser henholdsvis kumulativ og årlig installert vind energi kapasitet fra 1996 til 2008. Figur 4.2 viser det samme fordelt på de 10 landene med mest utbygd vindkraft.

GLOBAL CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY 1996-2008



GLOBAL ANNUAL INSTALLED CAPACITY 1996-2008



Figur 4.1 Global installert vindkraft kapasitet 1996 – 2008, /9/.

For å nå målet med 20 % fornybar energi i Europa innen 2020 forventes det et behov for 180 000 MW installert vind kraft kapasitet, hvorav 50 000 MW av disse forventes å komme offshore. Det er store usikkerheter rundt disse tallene, men uansett om andelen offshore vind innen 2020 ender opp mellom

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	11 av 54

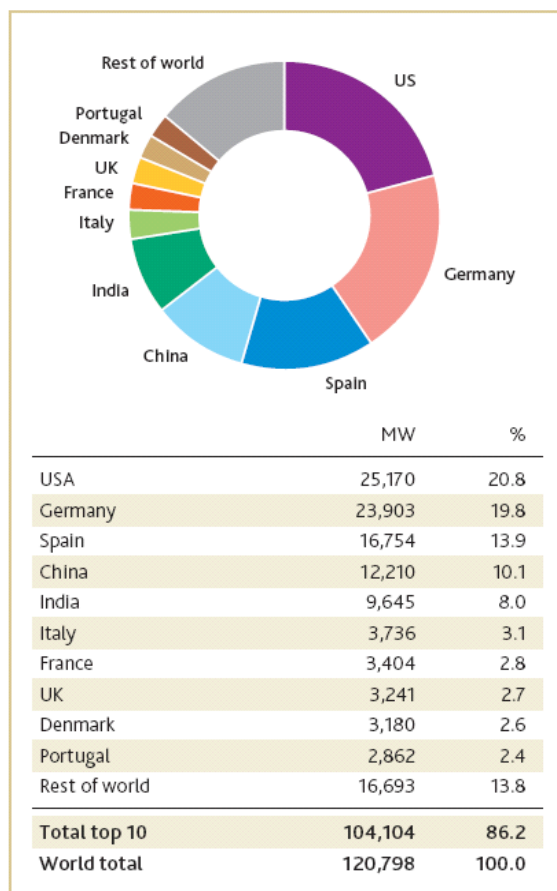
30 000 og 40 000 MW er dette en enorm markedsvekst tatt i betraktning at det innen utgangen av 2008 var 1500 MW offshore vindkraft. All installert offshore vindkraft kapasitet er i Europa.

Vindkraft forventes å være den eneste kraftgenererende teknologi som kan levere de nødvendige kutt i CO₂ utslipp fra kraftsektoren i den kritiske perioden fram mot 2020. De 120,8 GW vindkraft installert innen utgangen av 2008 produserer 260 TWh elektrisitet årlig og utslippsreduksjon er beregnet til 158 millioner tonn CO₂ per år.

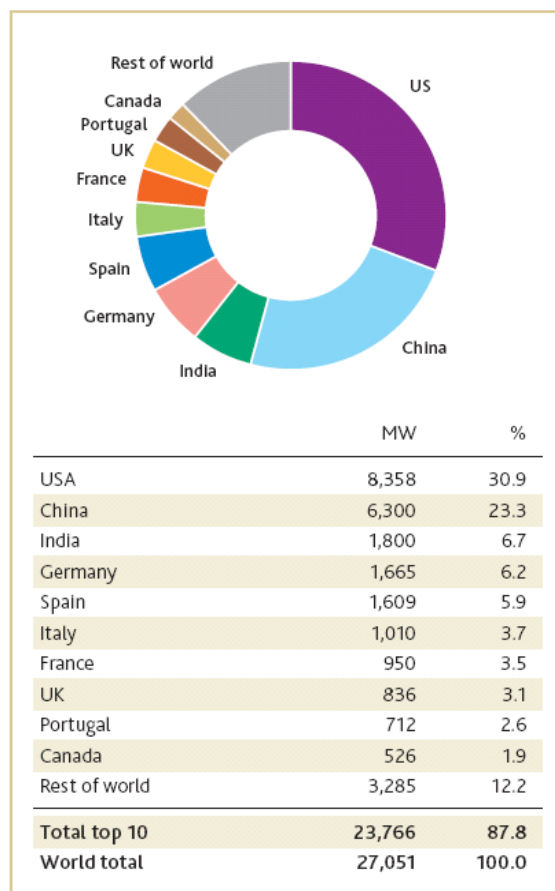
En sterk markedsutvikling er ikke bare forventet i Europa, men globalt og spesielt i USA og Kina. Mens USA representerer et veletablert marked for vindkraft som forventes å forsterkes av den nye regjeringen er markedet i Kina i voldsom utvikling. Dette økende markedet har fremmet innenlands produksjon av vindturbiner og andre komponenter og det kinesiske fabrikkasjonsindustrien dekker nå over hele leveringskjeden. Informasjon fra CWEA (China Wind Energy Association) i 2008 viser av Kina nå har mer enn 70 vind turbin fabrikanter, mer enn 50 blad fabrikanter og nærmer seg 100 fabrikanter av tårn, ref. /10/. Kapasiteten er nå større enn til å dekke det nasjonale behovet og Kina posisjonerer seg nå for å møte internasjonale behov og er forventet å entre det britiske og japanske markedet i løpet av 2009.

Figur 4.2 under viser henholdsvis kumulativ og årlig installert vind energi kapasitet fordelt på de 10 landene med mest utbygd vindkraft.

TOP 10 TOTAL INSTALLED CAPACITY 2008



TOP 10 NEW CAPACITY 2008



Figur 4.2 Installert vindkapasitet per land, /9/.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	13 av 54

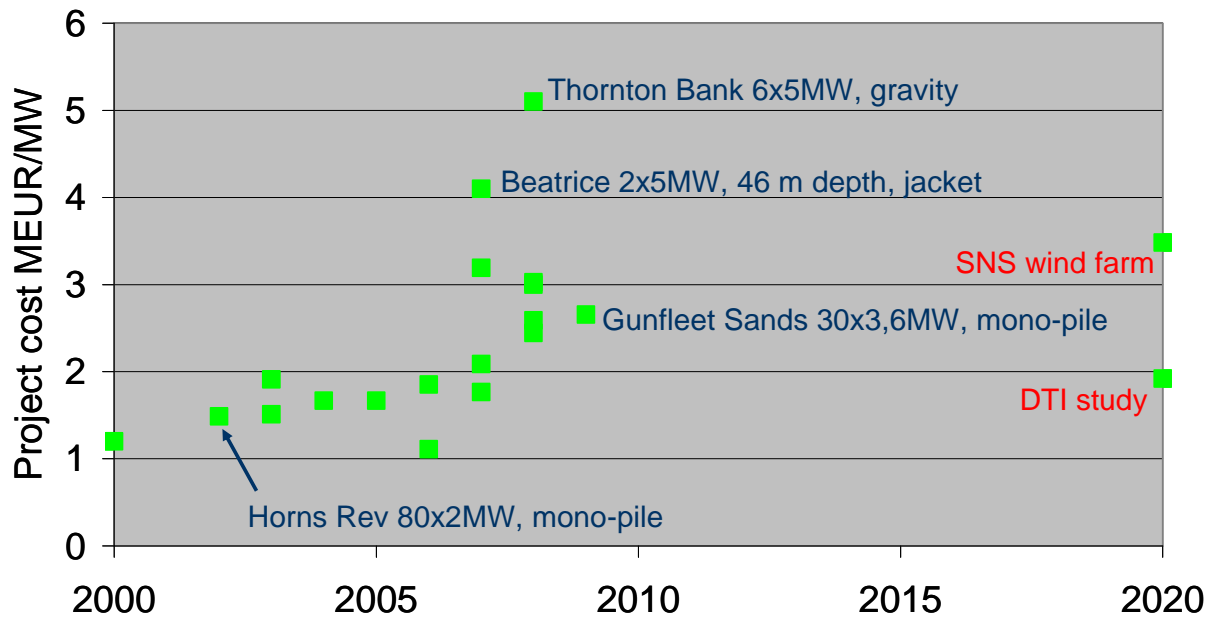
Tabell 4.1 Oppsummering investeringskostnader for offshore vindparker i 2020.

Kapitalkostnader	SNS studie: Vind park – dypt vann		DTI studie: Vind park – grunt vann	
	MNOK/MW	%	MNOK/MW	%
Vindturbin	5,8 ²⁾	22,5	5,4	35
Fundament	10,3	39,5	3,8	25
Netttilkobling	4,8	18	¹⁾	¹⁾
Internt nett i parken	2,0	8	2,9 ¹⁾	19 ¹⁾
Substations	0,8	3	0,8	5
Management og Engineering	1,4	5	1,4	9
Contingency	1,2	4	1,2	7
SUM inkl. nett	26,2	100	15,4	100
SUM ekskl. nett	21,4			
SUM in EUR ref figur 4.4	3,48 MEUR/MW		1,92 MEUR/MW	

- 1) Kostnadene for nett-tilknytning er lave i DTI studien. De ser ut til at netttilkobling til land er inkludert i internt nett kostnaden, men kostnaden vurderes som svært lav. Det skyldes sannsynligvis kort avstand til land og en eventuell ukjent deling med netteier.
- 2) Turbinkostnad i 2020 beregnet i henhold til trendkurver fra GWEC 2006 (Global Wind Energy Council). Dette er optimistiske tall i forhold til tall fra GWEC 2008. I kapittel 7 har Lyse brukt tall fra GWEC 2008 som dermed avviker noe fra denne tabellen.

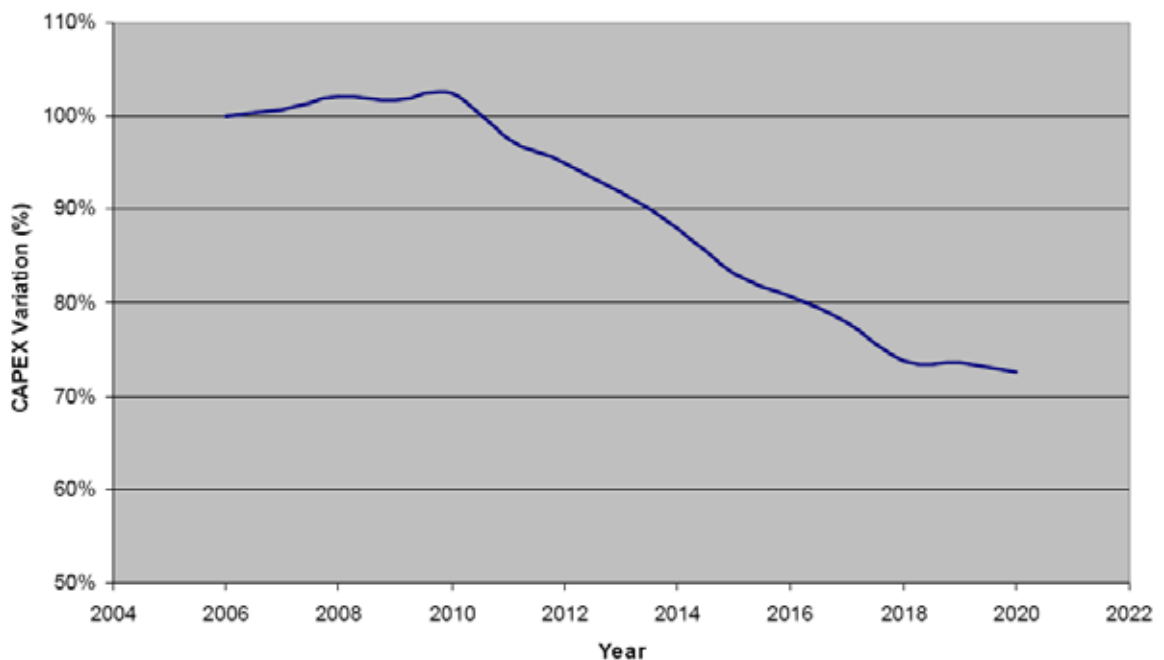
Total investeringskost i MEUR per MW for offshore vindparker installert fra 2000 til 2008 og planlagt i 2009 er oppsummert i Figur 4.4. De fleste av disse er nært land og på grunt vann med unntak av noen demonstrasjons- og forskningsprosjekter som Beatrice og Thornton Bank. Figuren viser også de beregnede investeringskostnader for DTI- og SNS studien i rødt.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	14 av 54



Figur 4.4 Total investeringskostnad for offshore vind park, /8/.

Den estimerte totale investeringskostnad (3,5 MEUR/MW) for SNS studien er sammenlignbar med andre prosjekters investeringskostnader. Hvis vi tar Beatrice som eksempel (4,1 MEUR/MW) og legger til 0,6 MEUR/MW for nett tilknytning (ikke inkludert i Beatrice), blir Beatrice kostnaden 4,7 MEUR/MW. Hvis dette skaleres med 0,73 i henhold til Figur 4.4 for å få 2020 kostnader, får vi en total kostnad på 3,4 MEUR/MW som er veldig nært SNS studien. Dette er en god indikasjon på at estimatene er fornuftige.



Figur 4.5 Kostnadsutvikling for investeringskostnader offshore vind parker, /12/.

Figuren over viser prosentvis kostnadsutvikling for investeringskostnader i perioden 2006 – 2020 hentet fra DTI studien, ref. /12/. Kostnadsutviklingen er basert på en rekke trender inkludert råmateriale pris, tilbuds og

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	15 av 54

etterspørselsanalyser, forskning og utvikling, lærekurver og turbin kostnader. Det forventes at effekten av lærekurver og forskning- og utvikling til reduksjon av kostnadene, særlig for vindturbin, fundamenter og installasjon av disse, vil være betydelig ettersom disse er proporsjonale med erfaring og utvikling bransjen og overgå effekten av økende råvarepriser og etterspørsel.

4.2.2 **Kostnadsutvikling mot 2030**

Kostnadsutviklingstall for 2020 og 2030 er hentet fra ref. /8/ og oppsummert i Tabell 4.2.

Tabell 4.2 Investeringskostnader for offshore vind park 2020 og 2030.

	2020		2030 trend		2030 novel	
	MNOK/MW	%	EUR/kW	%	EUR/kW	%
Vindturbin	5,8	22,5	5,6	22,5	4,0	19
Fundament	10,3	39,5	9,9	40	8,0	39
Netttilkobling	4,8	18	4,6	18,5	4,1	20
Internt nett i parken	2,0	8	1,9	8	1,7	8
Substations	0,8	3	0,7	3	0,7	3
Management og Engineering	1,4	5	1,3	5	1,2	6
Contingency	1,2	4	1,0	4	0,9	4
SUM inkl. nett	26,2	100	25,0	100	20,6	100
SUM ekskl. nett	21,4	82	20,4	82	16,5	80

"2030 trend" viser utviklingen ved å anta kostnadstrend for vind turbiner i henhold til GWEC og bruke samme skalerings faktor for alle andre kostnadselementer (0,9587). "2030 novel" bygger på antagelsen om at utvikling av ny teknologi (step change) for blant annet offshore vindturbiner, fundamenter og nettløsninger vil gi betydelige kostnads reduksjoner. "2030 novel" tilfellet gir kostnader (eksl. nett) på nivå med DTI studien for grunt vann i 2020 og regnes derfor som realistisk.

4.2.3 **Kostnadsutviklingstall frem mot 2020 som kvalitetssikring av kostnadsberegning av vindkraft for elektrifisering av sokkelen.**

Som beskrevet innledningsvis skal mulighetsstudien forsøke å angi til hvilken kostnad vindturbiner i områder på sokkelen kan bidra til reduserte klimautslipp. Olje og gass installasjoner i Sørlege Nordsjøen ligger på ca 70 m dyp og langt fra land (~280km), og investering av vindkraft vil derfor være dyrere sammenlignet med kostnadstall beskrevet i dette kapittelet.

Kapittel 7 oppsummerer kostnadsnivået på små og større vindkraftparker installert nær petroleumsinnretninger på 70 m dyp. Kostnadsutviklingstall fra dette kapittelet, Sintefs SNS-studie ref. /8/ og DTI-studie ref. /12/ brukes som benchmarking for beregningene i kapittel 7. Kostnadstall i Kapittel 7 er hentet fra data fremskaffet gjennom Lyses arbeid med studie for småskala offshore vindkraftanlegg til olje- og gassinstallasjoner, ref. /13/.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	16 av 54

5 VIRKEMIDLER FOR Å FREMME VINDKRAFTUTBYGGINGER

5.1 Havenergilov

Det er i dag økende interesse og aktivitet innen utnyttelse av offshore vind i Europa. Dette ser en blant annet i land rundt Nordsjøbassenget som Storbritannia, Danmark og Tyskland. For at Norge skal kunne ta en aktiv del i denne utviklingen ved planlegging og utbygging av konkrete prosjekter innenfor egne grenser er det svært viktig å raskt få på plass et fullstendig rammeverk med utfyllende forskrifter og insentivordninger. Per i dag er det i Norge en utfordring at utbygging av større parker må avvente en konsekvensutredning av områder og en strategisk planlegging fra myndighetenes side - med den risiko at det går lang tid før områder kan utlyses. Det er viktig å opprettholde kontinuiteten i det arbeidet som i dag legges ned i utvikling av konkrete fornybare offshore energiprojekter i norske farvann.

I påvente av at et fullstendig rammeverk kommer på plass, bør myndighetene igangsette nødvendige utredningsarbeid som pilotprosjekt med tanke på fremtidige blokkåpninger. Dette kan være et viktig virkemiddel for å fremme vindkraftbygging til havs i Norge. Det vil være naturlig at de første blokktildelingene finner sted i sørlige del av norsk sektor der en fokuserer på grunne områder, og at pilotprosjekt lokaliseres til dette området. Dette begrunnes blant annet med:

- Nærhet til petroleumsinstallasjoner offshore med lang levetid
- Nærhet til overføringskabler (eksisterende og planlagte, inkl. Statnett sitt skisserte nettutviklingskart) til fastlandet og det øvrige Europa.
- I forhold til offshore vindkraft er det betydelige områder med havdybder som muliggjør utbygging av bunnfaste vindkraftanlegg, som er tilgjengelig teknologi i dag.

5.2 EUs Fornybardirektiv

EUs fornybardirektiv er nå vedtatt, og det er avklart at Norge skal implementere direktivet. Den konkrete andelen fornybar energi Norge blir pålagt å oppnå i 2020, er ennå ikke forhandlet fram, men forpliktelsen kan bety at Norge må øke andel fornybar energi av totalt energiforbruk vesentlig og fornybar direktivet kan på den måten være et virkemiddel for å fremme vindkraftutbygginger. Elektrifisering av sokkelen er et alternativt tiltak for Norges oppfyllelse av fornybardirektivet. En renere kraftforsyning av virksomheten på sokkelen vil øke Norges fornybarandel, samtidig som forbruket på sokkelen ikke telles fordi forbruket i energisektoren ikke tas med i "innenlands forbruk".

Direktivet gir stor frihet til landene i valg av tiltak og støtteordninger for å oppnå egne mål. I tillegg til kan land samarbeide på flere måter:

- 1) Et medlemsland kan 'selge overoppfyllelsen' til et annet land som ikke klarer å oppfylle sine fornybarmål.
- 2) Land kan samarbeide om felles prosjekter for produksjon av fornybar strøm, varme eller kjøling og betale for prosjekter i andre medlemsland som en del av arbeidet med å nå sitt fornybarmål.
- 3) To eller flere medlemsland frivillig velge å koordinere sine nasjonale støttesystemer helt eller delvis.

5.3 Sertifikatsystemer

I dag investeres det enormt i havvindkraft i de land som har attraktive og forutsigbare støtteordninger. Et eksempel er Storbritannia som får Europas største vindkraftutbyggere til å danne store konsortium for å være med på en utlysning av 9 arealområder med vanddybde ned til 60m. I Storbritannia garanteres produsentene rundt 1,50 kr/kWh for levert kraft fra vindparker til havs.

De siste årene er det blitt realisert lite eller ingen vindkraft i Norge og insentivene som tilbys aktørene kan således sies å ha vært for dårlige. Et virkemiddel for å fremme norsk vindkraftutbygging er etablering av støtteordninger som gjør det attraktivt og forutsigbart for vindkraftutbyggere å satse i Norge.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	17 av 54

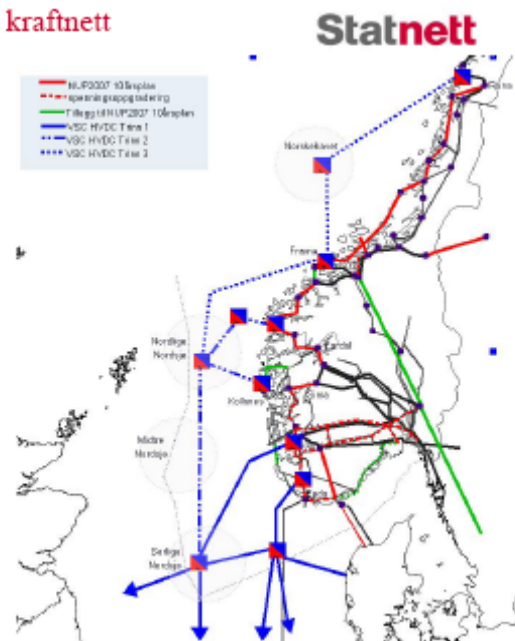
Sertifikatsystemer er et eksempel på støtteordning som sikrer bedre langsiktighet og stabilitet i markedet for ny fornybar energi.

5.4 Kabel til Europa

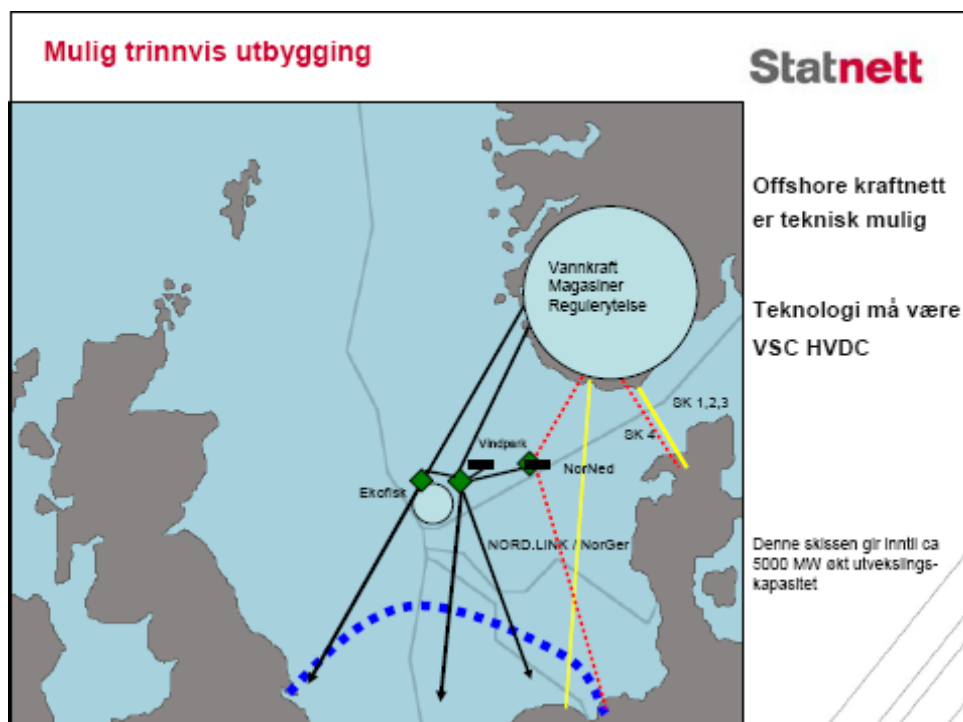
Utbygging av vindkraft på land og norsk sokkel må kombineres med eksportkabler til Europa. Fornybardirektivet kan bety et krav om utbygging opp til 20-30 TWh ny fornybar kraft i Norge, som uten kabler til Europa kan føre til innstengt kraft i Norge/Norden frem mot 2020. Figurene under beskriver Statnetts visjon om trinnvis utbygging av et slik offshore kraftnett .

Mulig skisse for et offshore kraftnett - visjon 2020 - 2025

- ❖ Trinnvis utbygging med start i sørlige Nordsjøen
- ❖ VSC HVDC teknologien er tilgjengelig, men noe utvikling gjenstår



Figur 5.1 Mulig skisse for et offshore kraftnett ref. /14/.



Figur 5.2 Visjon for mulig trinnvis utbygging fase 1 ref. /14/.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	18 av 54

Det er i tillegg flere Europeiske initiativ som jobber med offshore supergrid i Nordsjøen.

5.5 Demonstrasjon av offshore vindturbiner som virkemiddel for å fremme vindkraftutbygging

Kostnadene relatert til utbygging av vindkraft på dypt vann er fortsatt forbundet med relativ stor usikkerhet. I 2009 gis det midler til etablering av to offshore vind forskningsentre (NORCOWE i Bergen og NOWITECH i Trondheim). Disse sentrene får mellom 80-160 MNOK hver fordelt over 8år. Forskning er et viktig virkemiddel for realisering av offshore vind i Norge, men for å industrialisere forskningen må pilotprosjekter og demonstrasjonsprosjekter realiseres. Forskning og demonstrasjon av ny vindkraftteknologi vil bidra til å fjerne barrierer og risiko knyttet til større fremtidige utbygginger. For eksempel er det behov for demonstrasjon av at en har design- og installasjonsløsninger som gjør det mulig å ha kontinuitet i utbygging av vindparker under rådende værforhold, at en kan produsere energi uten driftsavbrudd i tøffe forhold til havs og at en har tilkomstløsninger som gjør det mulig å entre vindturbiner selv i grov sjø og mye vind. Demonstrasjonene må foregå under reelle forhold men samtidig slik at sikkerhet og kostnader kan kontrolleres. Demonstrasjonene av de nyutviklede løsningene må derfor suksessivt utføres fra kjent landteknologi, via kystnære installasjoner, til reelle forhold til havs. Vindturbiner i tilknytning til en olje- og gassinstallasjon er et eksempel på en demonstrasjon under reelle offshore forhold, ref. /13/. En slik demonstrasjon krever heller ikke kostbar kabelforbindelse til land. I et slikt demonstrasjonsprosjekt vil også vindturbinene gi en sikker kraftforsyning til olje og gass installasjonene når det blåser, mens de konvensjonelle kraftkildene på installasjonen tar over ved driftstans og i vindstille perioder.

5.6 Garanti fra GIEK for utbygging av vindkraft til havs

Banken Eksportfinans (15% eid av den norske stat) og forvaltningsbedriften GIEK (100% eid av den norske stat) kan bidra til realisering av vindkraft til havs. Eksportfinans kan tilby lån gjennom den såkalte 108-ordningen. Dette er med andre ord ikke en støtteordning men kan innebære gunstig finansiering som dermed bidrar til realisering av prosjektene. Ofte kombineres slike lån med garantier fra GIEK slik at utbygger også får en risikoavlastning. Ordningene innebærer at utbygger gis insentiver til å velge norske leverandører, og bidrar derved til å fremme og utvikle en ny norsk eksportnæring.

Utstysleveranser til offshoresektoren er definert innenfor GIEKs rammer, selv om kunden er norsk. Dette er spesielt ofte benyttet for bygging av fartøy. Faste installasjoner er definert i grenseland eller utenfor GIEKs rammer. GIEK og Eksportfinans har med gjeldende retningslinjer dermed ikke mulighet til å delta i finansiering av utbygging av norske havvindturbiner på norsk sokkel.

Ordninger som kan gi utbygger lån med risikoavlastning vil være et viktig virkemiddel for å fremme vindkraftutbygginger. Nærings- og handelsdepartementet (NHD) bør se på mulighetene for en endring av 108-ordningen som gir Eksportfinans og GIEK mulighet til å gi tilsagn på lån og garanti for finansiering av vindkraft til havs.

5.7 Vind på land

I følge en studie Garrad Hassan har gjort for Enova vil kostnadene for utbygging av vindparker på land ligge mellom 13-18 MNOK per MW i de neste 5 årene med en drift og vedlikeholdskostnad på rundt 12-20 øre/kWh, ref. /15/. Utbygging av vindkraft på land er også forbundet med mindre risiko i forhold til installasjon og tilkomst i operasjonsfasen enn vindkraft til havs. Et mulig tiltak for å fremme vindkraftutbygginger til havs er å starte utbyggingen i større skala på land, og dra nytte av denne læring og erfaring når havenergilov, støtteordninger og moden offshore vindkraftteknologi gjør det attraktivt å bygge til havs.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	19 av 54

6 BRUK AV VINDKRAFT MOT PETROLEUMSINNRETNINGER

6.1 Avgrensning og beskrivelse av prinsipielle topologier

Mulighetsstudien er avgrenset mot sørlige del av Nordsjøen og utreder utslippsreduksjons-muligheter for petroleumsinnretningene Gyda, Ula, Ekofisk, Eldfisk og Valhall. Dette er begrunnet med lang restlevetid for installasjoner i området, havdyp som gir mulighet for å anvende bunnfaste vindmøller og til sist at det foreligger mulige synergieffekter med investeringer som planlegges for de aktuelle innretningene i området. Generelt anses forespørselen å dekket ved å analysere 4 prinsipielle topologier og en egen vurdering av Valhall:

- I **topologi 1** installeres vindturbinene lokalt i tilknytning til hver enkelt innretning uten at det etableres kraftoverføring mellom innretninger eller til landnettet. Hver innretning med tilknyttet vindkraft er isolerte kraftsystemer.
- I **topologi 2** installeres vindturbinene lokalt i tilknytning til hver enkelt innretning (lik topologi 1). I tillegg etableres det et antall kraftoverføringer mellom innretningene slik at man får samkjøring av flere kraftstasjoner med utvidet fleksibilitet.
- I **topologi 3** er alle vindturbinene samlet i en sentral vindpark og tilknyttet innretningene med sjøkabler.
- **Topologi 4** tilsvarende alternativ topologi 3 over, men med forbindelse til landnettet. En vurdering er også gjort i forbindelse med en stor vindpark (4B).
- I tillegg til de topologier definert over, er det utført en mer overordnet vurdering av en separat topologi for **Valhall**.

Tabellen under er hentet fra beregninger i Appendiks II og oppsummerer potensielt innfasert vindkraft i MW, netto produksjonspotensiale per år og hvilken reduksjon i klimagassutslipp dette representerer. For Valhall er det kun sett på potensielt innfasert vindkraft i MW med hensyn på kabelen til Valhall fra land og Valhalls forbruk av kraft.

Tabell 6.1 Netto produksjonspotensiale og reduksjon av klimagassutslipp

	Topologi 1	Topologi 2	Topologi 3	Topologi 4A	Topologi 4B	Valhall
Potensielt innfasert vindkraft [MW]	55 MW	45MW	45MW	150MW	875MW	110MW
Netto produksjonspotensiale pr år [GWh]	229,35 GWh	187,65 GWh	187,65 GWh	657 GWh	657 GWh	Ikke relevant
Potensielt redusert CO ₂ utslipp pr år [tonn]	118478 tonn	96936 tonn	96936 tonn	410103 tonn	410103 tonn	Ikke relevant
Potensielt redusert NO _x utslipp pr år [tonn]	32 tonn	23.8 tonn	23.8 tonn	93 tonn	93 tonn	Ikke relevant

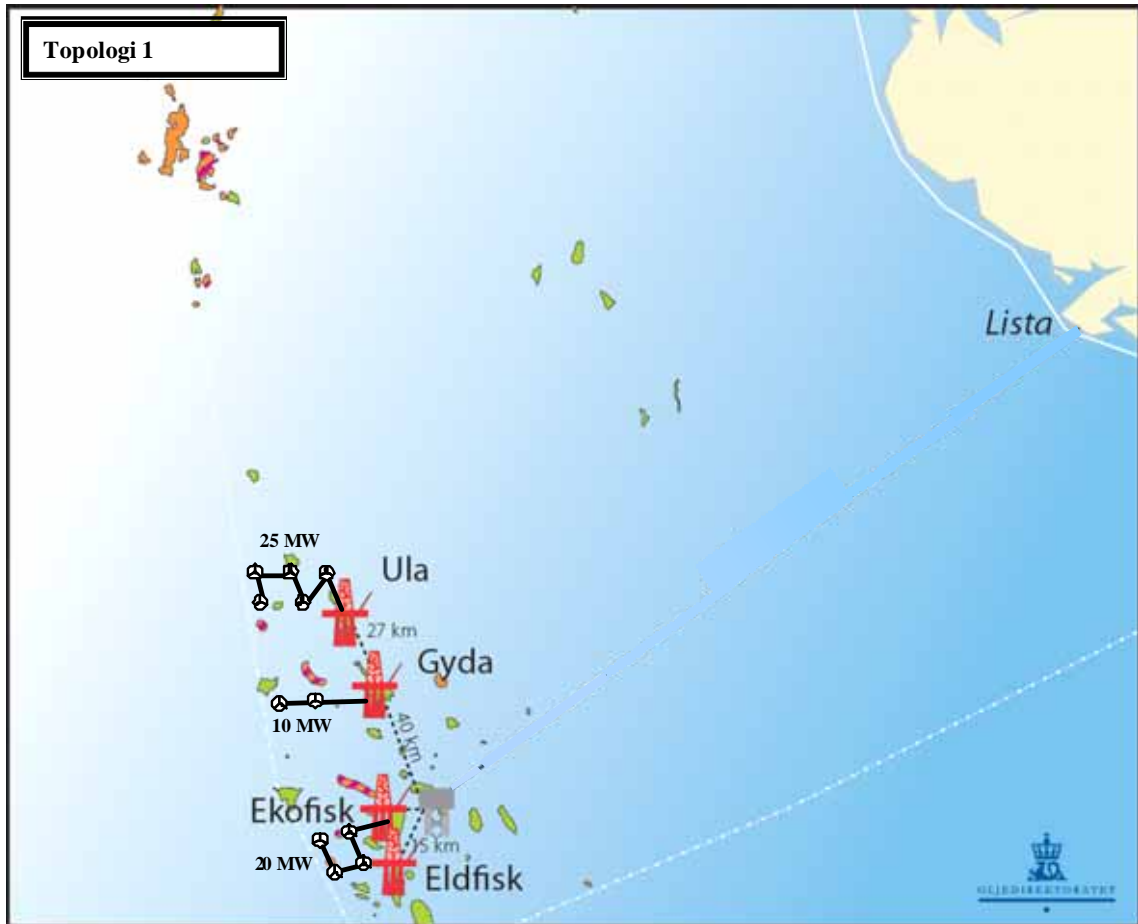
Data er i stor grad hentet fra studien "Kraft fra land til norsk sokkel" med tilhørende delstudier "Elektrifisering av norsk sokkel, transmisjonssystem fra land og distribusjon til plattformer" (Unitech) samt "Kostnadsestimater for ombygging av kraftløsning for eksisterende innretninger offshore" (Novatech).

Når det gjelder kostnadsestimering, så angir disse studierapportene tall i 2007 kroner, og det må etableres indeksfaktorer for å beregne 2009 tall. Kostnadsestimater er uklassifiserte.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	20 av 54

6.2 Beskrivelse av topologiene for hver innretning.

6.2.1 Topologi 1 – 55 MW vindkraft, isolerte kraftsystemer



Figur 6.1 Topologi 1

I topologi 1 installeres vindturbinene lokalt i tilknytning til hver enkelt innretning uten at det etableres kraftoverføring mellom innretninger eller til landnettet. Dette er illustrert i figuren over og i enlinjeskjema i Appendiks IV. Dette vil være et begrenset antall turbiner lokalisert rundt hver enkelt innretning som mottar vindkraft. Kraften fra vindturbinene forsynes til hver enkelt innretning via en sjøkabel med spenning inntil 36 kV. Med den foreslåtte lastfordelingen mellom vindturbiner og gassturbiner er det alltid tilstrekkelig roterende reserve til å kunne forsyne all last fra gassturbinene, med unntak av Ula hvor det forutsettes at inntil 11 MW vanninjeksjonslast kan frakobles ved vindkraftsvikt. Gassturbinene vil alltid kjøre med en belastning > 40 %.

Ula

Dimensjonerende last = 37 MW som dekkes med følgende:

- 2x6 MW = 12 MW gasskraft
- 5x5 MW = 25 MW vindkraft
- Med to gassturbiner i drift er tilgjengelig gassturbinytelse 26 MW, dvs. 11 MW må automatisk frakobles ved full svikt i vindkraftforsyningen. Total vanninjeksjonslast på Ula er 12 MW som antas å kunne klassifiseres som uviktig last og dermed er tilgjengelig i lastavkastningssystemet ved vindkraftsvikt.
- Ved maksimal vindkraftproduksjon kjører gassturbinene med 40 % belastning.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	21 av 54

Gyda

Dimensjonerende last = 15 MW som dekkes med følgende:

- 2x3 MW = 6 MW gasskraft
- 2x4,5 MW = 9 MW vindkraft

Med to gassturbiner i drift er tilgjengelig gassturbinytelse 14 MW. Det forutsettes at totallasten kan reduseres fra 15 til 14 MW ved total vindkraftsvikt.

Det kan produseres maksimalt 9 MW fra de to vindturbinene for å holde gassturbinbelastningen over 40 %.

Ekofisk

Dimensjonerende last = 38 MW som dekkes med følgende:

- 2x9 MW = 18 MW gasskraft
- 4x5 MW = 20 MW vindkraft

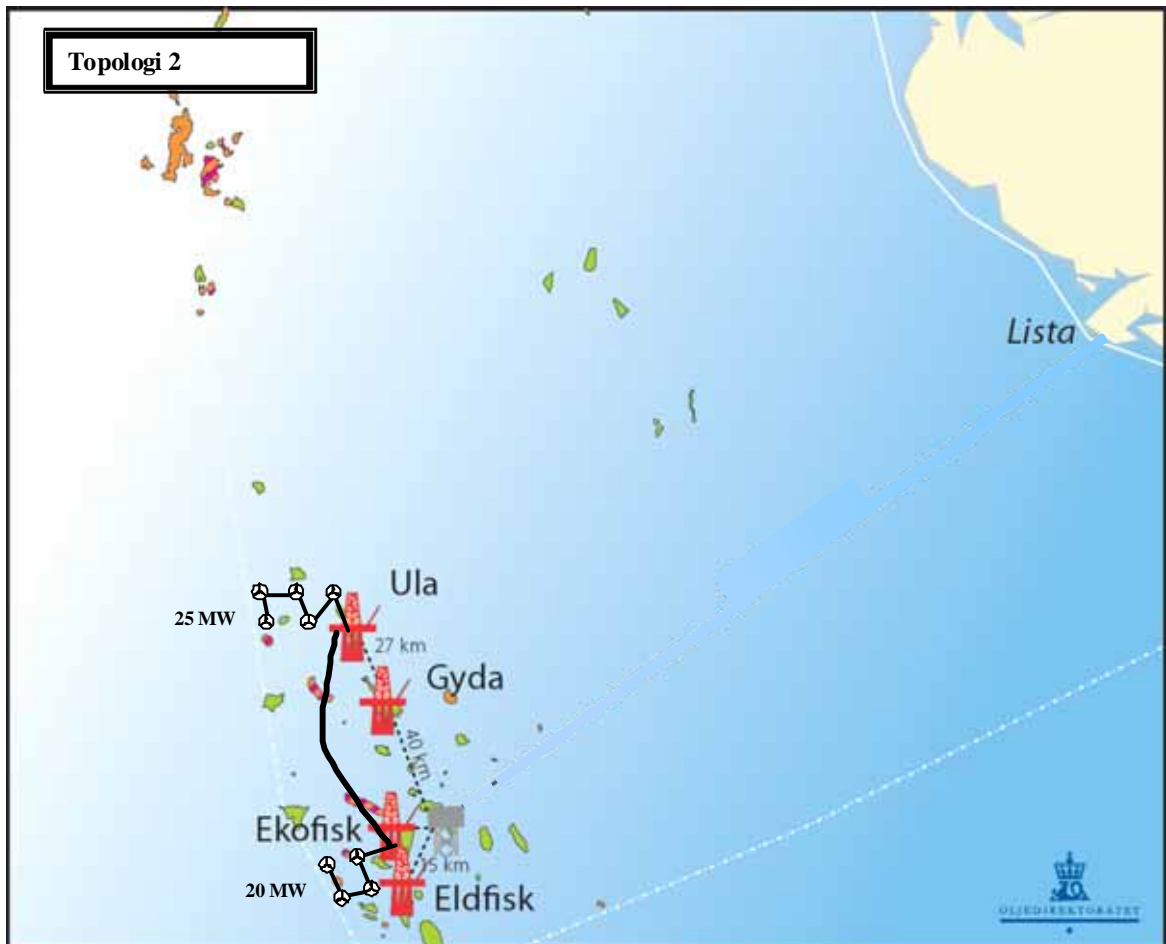
Med to gassturbiner i drift er tilgjengelig gassturbinytelse 42 MW som er mer enn tilstrekkelig for å dekke det totale lastbehovet ved total vindkraftsvikt.

Ved maksimal vindkraftproduksjon kjører gassturbinene med 42,8 % belastning.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	22 av 54

6.2.2 Topologi 2 - 45MW vindkraft, interplattform sjøkabel

Lokale vindturbiner tilknyttes eksisterende innretninger. I tillegg etableres det et antall kraftoverføringer mellom innretningene slik at man får samkjøring av flere kraftstasjoner med utvidet fleksibilitet. Dette er illustrert i figuren under og i enlinjeskjema i Appendiks IV.



Figur 6.2 Topologi 2

Topologi 2 er identisk med topologi 1 bortsett fra at innretningene er nå elektrisk sammenknyttet med sjøkabler. Utgangspunktet for denne topologien som en del av utredningsgrunnlaget var en forventning til at det er mulig å fase inn flere vindturbiner og mer vindkraft til et samkjøringssystem enn om vindturbiner fases inn mot enkeltinnretninger. Ved nærmere beregning av antall vindturbiner underlagt kriterier som angitt i kapittel 6.3, viser det seg imidlertid at denne effekten er meget avgrenset. En vesentlig årsak til dette er at kriteriene er felles for alle innretningene. Dette stiller krav til operasjonell reserve i kraftsystemet, nedre belastningsgrense for gassturbiner i drift, hensyn til last som kan kastes av ved variasjoner i vindproduksjon, osv. Dersom hver innretning som autonomt kraftsystem har optimalisert antall tilknyttede vindturbiner (topologi 1), så vil en sammenkobling av innretningene ikke gi direkte mulighet for flere tilknyttede turbiner så lenge de samme kriterier skal tilfresstilles.

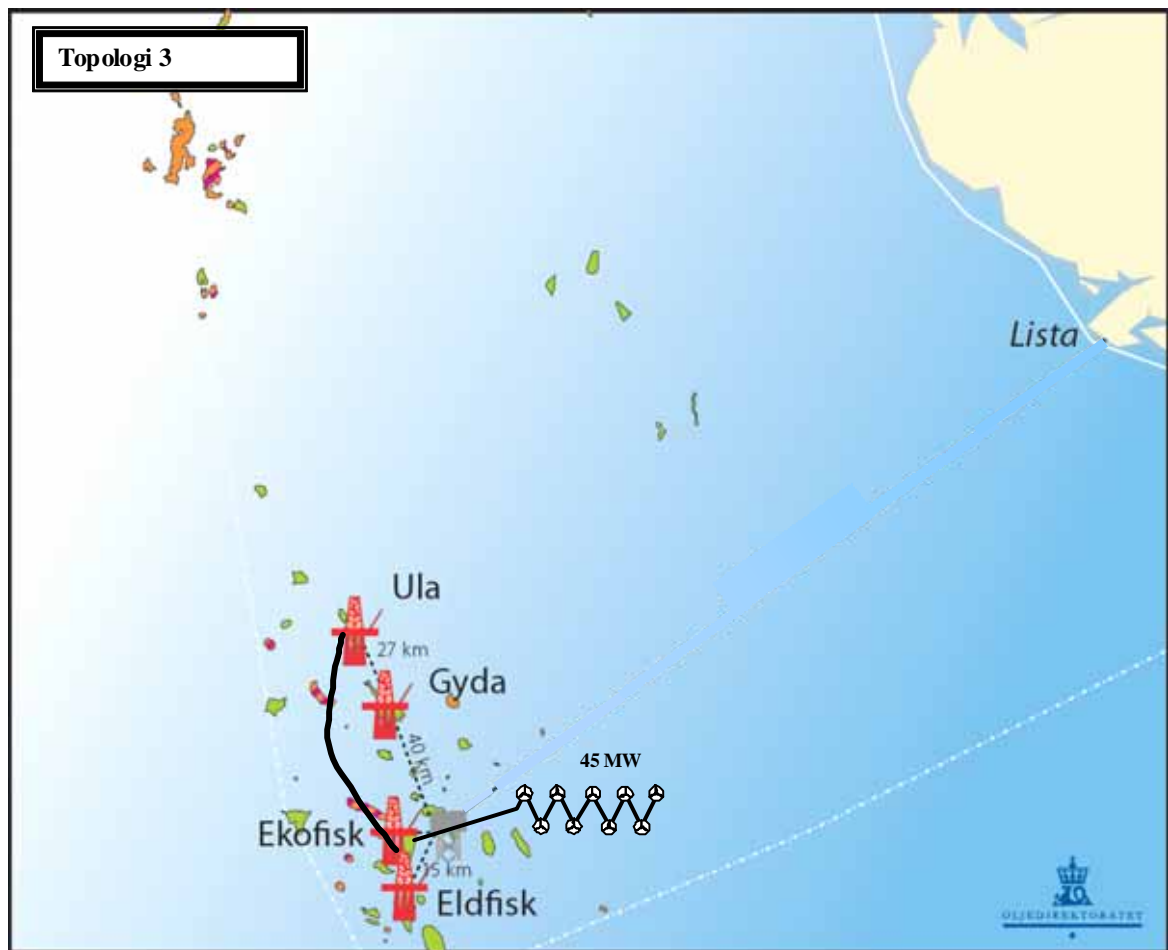
Ved normale driftsforhold vil det flyte minimalt med strøm i kabelforbindelsene mellom innretningene slik at topologi 2 tilfører lite tillegg i fleksibilitet i forhold til topologi 1. Totalt sett vil topologi 2 øke regulariteten på innretningene da gassturbinene på en innretning også vil representere en reservekapasitet for gassturbinene/dampsturbinen på de øvrige innretningene. I den grad det kan oppnås en ekstra reduksjon av klimagassutslipp ved samkjøring, så ligger det på eventuell samordning av kraftreserve og bedre utnyttelse av de gassturbingeneratorer som til en hver tid er i drift. (høyere virkningsgrad) Dette er imidlertid ikke en del av utredningsmandatet for denne studien. Det kan imidlertid gis referanse til rapporten "Mulighetsstudie – Miljøeffekter av kraftsamkjøring i Tampenområdet", add energy-add novatech 30.03.09.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	23 av 54

Dersom man kunne tenke seg at vindforholdene varierer i noen betydelig grad fra en innretning til en annen vil man kunne oppnå en gevinst da innmatingen av vindkraft i tilknytning til en innretning også ville kunne forsyne deler av lasten på en annen innretning. I så fall burde vindparken økes tilsvarende. Med det datagrunnlaget som er tilgjengelig for vindkraftproduksjon i denne studien vil ikke en slik effekt kunne dokumenteres.

Elektriske lastdata og kjøremønster for generatorene er identisk med beskrivelsene under topologi 1 avsnittet over.

6.2.3 Topologi 3 – 45MW sentral vindpark, interplattform sjøkabel



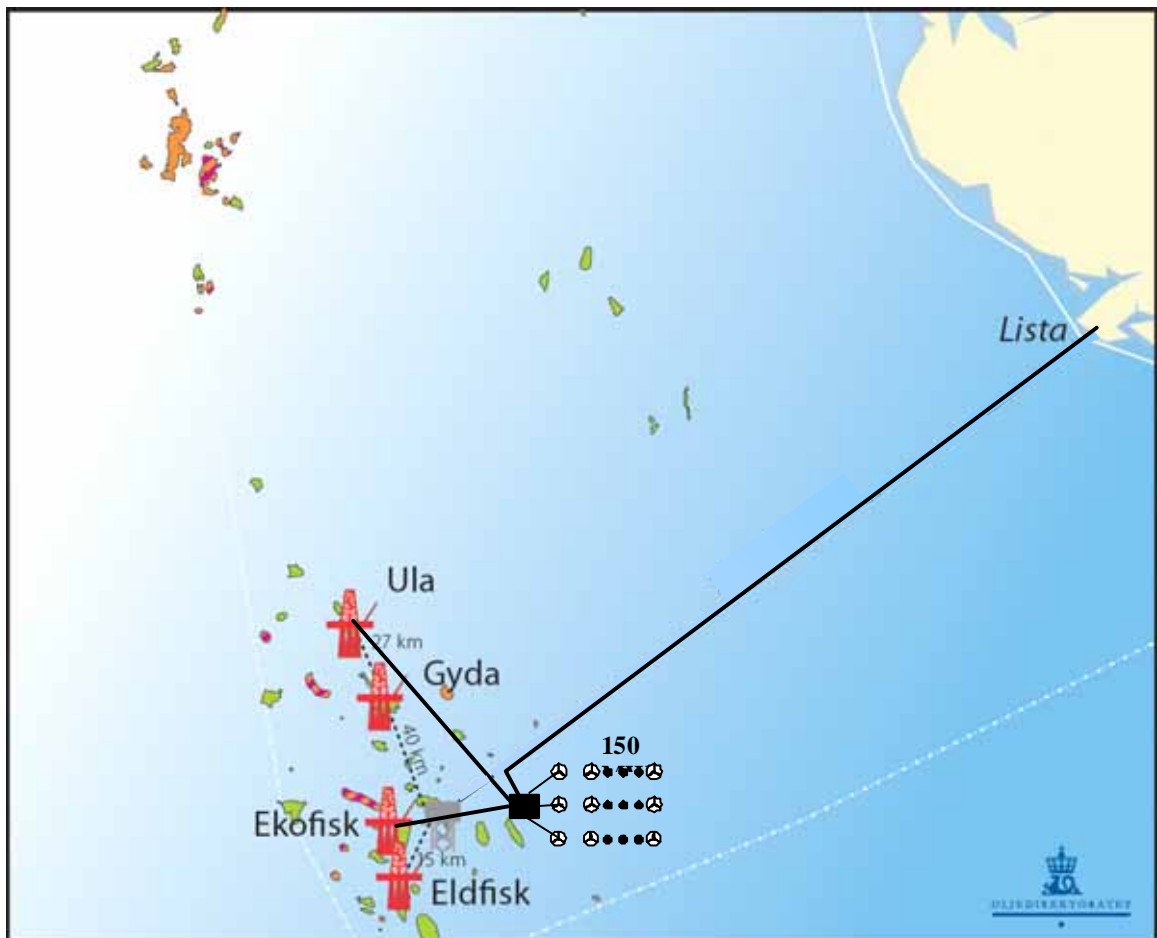
Figur 6.3 Topologi 3

I topologi 3 er alle vindturbinene installert samlet i en sentral vindpark og tilknyttet innretningene med sjøkabler. Dette er illustrert i figuren over og i linjeskjema i Appendiks IV. Elektriske laster på innretningene og kjøremønster for generatorene er identisk med topologi 2. I den grad det skulle kunne utnyttes at vindforholdene varierer i noen betydelig grad fra innretning til innretning som nevnt under topologi 2, så vil denne effekten ikke være tilstede for en sentralt plassert vindpark. Topologi 3 vil typisk være en forløper til en ny topologi (topologi 4) for utveksling av kraft, f. eks mot land. For øvrig gjelder da de samme kommentarer til utnyttelse av samkjøringsforbindelser som angitt for topologi 2. Videre var utgangspunktet for topologi 3 at det skulle anvendes en egen bæreinnetning for tilknytning av vindparken og distribusjon til andre innretninger. Med det antall vindturbiner som det er identifisert som mulig å tilknytte i denne topologien er det imidlertid lagt opp til at vindparken fases inn mot Ekofisk 2/4-M og det er ikke lagt opp til separat bæreinnetning.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	24 av 54

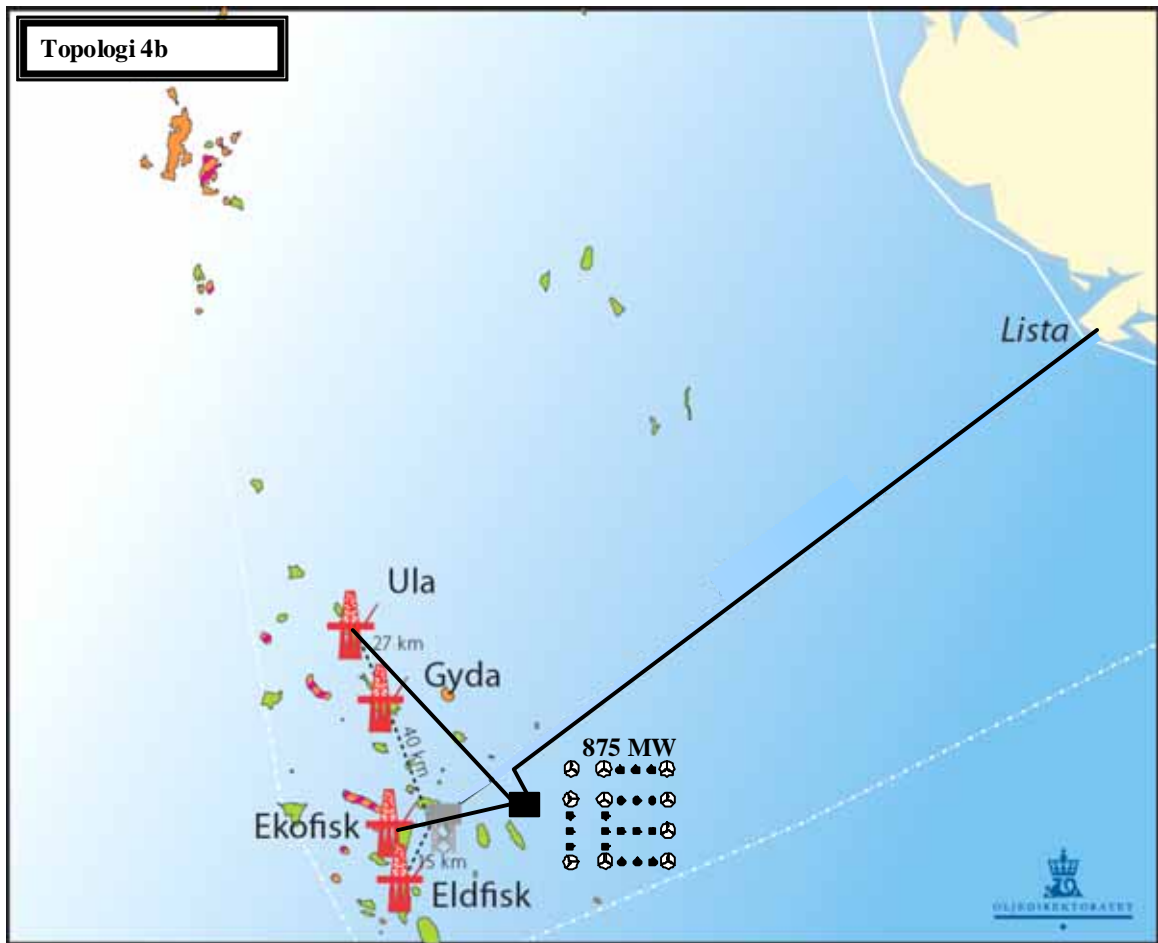
6.2.4 Topologi 4A/B - 150MW/875MW sentral vindpark, interplattform sjøkabel og kabel til land

Topologi tilsvarende alternativ topologi 3 over, men med forbindelse til landnettet. Her vil det være vesentlig å vurdere kapasitetsgrenser for ulike HVDC overføringer basert på krafttransistorteknologi/spenningskildeomforming. Spesielt med tanke på hvor stor kapasitet som kan oppnås med en enkelt kabel og hvor terskelpunktet ligger med aktuell teknologiutvikling for å måtte installere kabel nr. 2. Topologi 4 er delt opp i T4A og T4B, der T4A er en vindpark med 30 turbiner som er tilstrekkelig til kun forsyning av petroleumsinnretningene i Sørliche Nordsjøen ved topplast, mens T4B er en vindpark med 175 turbiner, der overskuddskraft eksporteres. Dette er illustrert i figurene under og i enlinjeskjema i Appendiks IV.



Figur 6.4 Topologi 4A

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	25 av 54



Figur 6.5 Topologi 4B

Innretningene som inngår i topologien er elektrisk knyttet sammen med et AC transmisjonssystem.

Vindparken er elektrisk inndelt i "kurs" med 5 stk 5 MW vindturbiner i hver kurs. Driftsspenningen er 33 kV. Det kunne være hensiktsmessig for større vindparker å øke spenningen utover 33 kV, f. eks 66 kV, men pr i dag antas praktisk høyeste tillatte transformatorspenning å være 36 kV for transformator plassert i vindturbintårnet, primært pga transformatorens fysiske dimensjoner og vekt. Strømmen pr kurs ved $\cos \phi = 0,95$ vil da være ca. 460 A. Systemet er lagt ut med 5 kurs per 33 kV fordeling. Maksimal strøm pr fordeling vil da være ca. 2300 A, dvs innenfor ytelsen til en 2500 A bryter.

Topologi 4A

Topologi 4A inkluderer en sentral vindpark dimensjonert for en midlere produksjon tilsvarende midlere belastning på Ula og Ekofisk, til sammen 75 MW. Vindparken omfatter 30 stk vindturbiner, hver med en nominell ytelse 5 MW, til sammen 150 MW. Vindparken er knyttet opp mot en mottaksstasjon på Ekofisk plassert på egen bæreinnetning. Mottaksstasjonen er knyttet opp til et 150 MW DC landtransmisjonssystem til Lista for import/eksport, og et AC transmisjonssystem som knytter sammen offshoreinnetningene med et 52 kV sjøkabelsystem.

Gassturbinene offshore er nedstengt og svingproduksjonen som beskrevet i topologiene 1-3 er erstattet av importkraft over landforbindelsen. Systemet er tilsvarende transmisjon og distribusjon for sørlige nordsjø deelektrifisering fra rapporten "Elektrifisering av norsk sokkel – transmisjonssystem fra land og distribusjon til plattformer" ref. /3/. De samme forutsetninger anvendes også for bæreenhet bortsett fra at det må være et større antall risere for å ta inn kabler fra vindkraftparken.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	26 av 54

Topologi 4B

Topologi 4B er tilsvarende 4A, men vindparken er dimensjonert tilsvarende kapasiteten i et HVDC light transmisjonssystem med en bipolar DC kabelforbindelse til land. Systemleverandøren indikerer en potensiell kapasitet i størrelsesorden 1000 MW forutsatt begrenset reaktivt effektbehov. Vindparken er derfor lagt ut med 175 stk. 5 MW vindturbiner med en samlet nominell ytelse 875 MW. Det gjøres oppmerksom på at HVDC light konseptet med en slik kapasitet foreløpig er realisert opp til 400MW, og leverandøren har foreløpig ikke fremlagt data for systemets dimensjoner og vekter. For teknisk definisjon av bæreinnetning er det derfor tatt utgangspunkt i elektrifiseringsrapporten referert under topologi 4A over, Oseberg/Tampen 60 hz, helelektrifisering som legger til grunn et sammenlignbart effektområde for omformerstasjonen. Imidlertid vil bæreinnetningen måtte kunne håndtere et vesentlig større antall risere for å ta inn kablene fra vindkraftparken.

6.2.5 Valhall – 110 MW sentral vindpark

I tillegg til de topologier som var definert som en del av det opprinnelige utredningsmandatet, er det utført en mer overordnet vurdering av en separat topologi for Valhall. Her er det kun vurdert en aktuell men ikke kvalifisert teknisk løsning. Det er også utført en meget grov vurdering av investeringskostnader for denne løsningen.

Utgangspunktet er at Valhall feltet vil fra 2010 forsynes fra en egen HVDC kabel fra lista. Dette er en monopolar transmisjon med 150 kV / 0 kV kabel utført som en koaksial konstruksjon. Kabelen er dimensjonert for 78 MW. Total last for Valhall vil bli i størrelsesorden 65 MW. En eventuell innfasing av vindkraft mot Valhall vil ha som intensjon å gjøre bruk av eksisterende kabelforbindelse til land for offshore vindturbiner.

Denne rapporten vurderer ikke miljøeffekter av en slik løsning. Det vil være en vindkraftproduksjon som tilføres landnettet og det er i utgangspunktet ikke planlagt å operere gassturbiner for lokal effektproduksjon på Valhall når kabelen er operasjonell.

Potensialet for innfasing av vindkraft må ta hensyn til begrensning til HVDC kabelen (78 MW). Samtidig vil lokalt effektforbruk på Valhall feltet også være med å balansere systemet. Et teoretisk ytterpunkt for tilknyttet vindkraft vil da være en maksimalproduksjon på $65 + 78 \text{ MW} = 143 \text{ MW}$. Imidlertid er effektbehovet på Valhall variabelt og vindturbiner må stoppes dersom lasten blir så lav at kabelen belastes mer enn 78 MW. Et praktisk utgangspunkt for ikke å eksponere seg vesentlig for dette problemet er en vindpark dimensjonert for en maksimalproduksjon på ca. 110 MW. Det betyr likevel at vindturbiner må stoppes dersom man har kombinasjon av høy vind og lav last på Valhall (mindre last enn ca. 32 MW + margin)

En vindpark på 110 MW i form av 5 MW offshore turbiner gir da ca. 22 turbiner. Utgangspunktet i denne rapporten for en grov vurdering er da at vindturbinene fases inn mot en egen dedikert bæreinnetning på Valhall feltet. Eventuell alternativ løsning med bruk av jacket for QP eller PCP (bolig og produksjonsplattformer som erstattes av en ny kombinert innretning, PH) kan vurderes, men det blir mer omfattende studier for å kunne identifisere om dette er mulig og hensiktsmessig. Dette må da også sees i sammenheng med krav til fjerning av disse enhetene så vel som behov for påbygning i høyden for å håndtere innsynkningsproblem.

Videre er vektreserve anstrengt på PH og det kan slik sett ikke legges opp til å plassere tungt utstyr på PH for å fase inn vindkraft. Den nye bæreinnetningen vil da måtte tilknyttes PH med gangbro og kraftkabel fra bæreinnetningen legges her frem til PH. PH har en HVDC stasjon med vekselretter som gir 72 kV utgangsspenning på plattformen. Denne transformeres ned til 11 kV via en 80 MVA transformator. Antagelig vil en aktuell løsning være å overføre kraft på 72 kV nivå fra bæreinnetningen til PH og etablere en interfaceløsning på PH på 72 kV. Utgangsspenningen fra vekselretteren har en offset pga at transmisjonen er monopolar. Det vil da overføres opp til 110 MW i en kabel. Imidlertid må det presiseres at det kreves separate studier for å vurdere teknisk mulighet for en slik løsning så vel som kostnader.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	27 av 54

Vindparken som fases inn mot egen bæreinnetning er elektrisk inndelt i "kurser" med opp til 5 stk 5 MW vindturbiner i hver kurs. Driftsspenningen er 33 kV ut av vindturbinene. Dette krever da 5 innmatninger.

Utstyr på bæreinnetningen omfatter da grovt sett:

- 1 stk 33 kV GIS med 5 innkommende kurser og en avgang
- En stk 33 / 72 kV transformator, 120 MVA
- En stk 72 kV GIS med effektbryter
- Risere / hang off for 5 innmatende kurser fra vindparken

Dette representerer en utstyrsvekt i størrelsesorden 150 tonn. Dette tilsier meget grovt en ferdig utrustet modulvekt på 300-400 tonn.

6.3 Forutsetninger - kraftsystemer

Vindkraftinstallasjonene dimensjoneres på grunnlag av følgende forutsetninger:

- Belastning og hovedgeneratorkonfigurasjon for hver innretning i hht Appendiks IV "Kraftstasjonsdata Sørlig Nordsjø" ref. /Appendiks III/
- Gassturbiner som forutsettes å være i samdrift med vindturbinene bør kjøre med minimum 40-50 % belastning for å unngå uhensiktsmessige driftsforhold ved alt for lav virkningsgrad.
- Regulariteten på kraftforsyningen skal ikke reduseres som følge av introduksjonen av vindkraft. Likeledes forutsettes det at hyppig start og stopp av gassturbinene som følge av varierende vindforhold skal unngås. Det forutsettes derfor at det er tilstrekkelig roterende reserve tilgjengelig til å kunne overta forsyningen dersom vindkraften svikter, eller at uviktig last kan frakobles automatisk med lastavkastningssystemet slik at all viktig last opprettholdes i kontinuerlig drift.
- Ula har 12 MW installert vanninjeksjonslast som antas å kunne klassifiseres som uviktig last som kan frakobles automatisk ved svikt i vindkraftforsyningen. Ingen av de øvrige innretningene antas å ha tilsvarende uviktig last tilgjengelig.
- Begge LM2500 turbinene på Ekofisk J er utrustet med varmegjenvinningsenheter (WHRUs). Prosessen er avhengig av varme fra disse enhetene og minst en gassturbin må kjøre med minimum 14 MW belastning for å imøtekomme prosessvarmebehovet. Det forutsettes at de øvrige innretningene ikke har tilsvarende prosessvarmebehov fra WHRUs.
- Topologi 4 er todelt. Topologi 4A omfatter en vindpark med en midlere produksjon tilsvarende midlere totalbelastning på Ula og Ekofisk (75 MW) mens 4B omfatter en vindpark dimensjonert i hht maksimal kapasitet på en HVDC light transmisjon med en bipolar DC kabelforbindelse til land (875 MW).
- For topologi 4 forutsettes gassturbinene offshore å være nedstengt. Det forutsettes derfor også at prosessvarmebehovet på Ekofisk dekkes på annen måte enn i varmegjenvinningsenhetene på gassturbinene. Forutsetninger fra elektrifiseringsstudien 2007, Novatech rapport "Kostestimater for ombygging av kraftløsning for eksisterende innretninger offshore", ref. /2/ benyttes.
- Hovedgeneratoren på Eldfisk drives av damp turbin. Dampen genereres av varme fra WHRUs installert på avgass-systemet på to gassturbiner som driver vanninjeksjonspumpene. Det er derfor ingen gevinst ved å installere vindkraft i tiknytning til Eldfisk i et delelektrifiseringssystem

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	28 av 54

7 KOSTNADSEVALUERING

7.1 Oppsummering - Aktuelle topologier for en trinnvis elektrifisering av sokkelen

Topologi 2 og 3 vil tilføre lite i fleksibilitet i forhold til topologi 1, ref. avsnittene 6.2.2 og 6.3.3 over, og ved normale driftsforhold vil det flyte minimalt med strøm i kabelforbindelsene mellom innretningene. Dette betyr at en kabel mellom innretningene kun er en fordyrende faktor i forhold til topologi 1, ref. tabell 7.1. under. Topologi 2 og 3 er derfor lite aktuelle som en del av en trinnvis elektrifisering av sokkelen.

Topologi 1 og 4A/B kommer bedre ut når vi ser på investeringskostnad per MW vindkraft installert i forhold til Topologi 2 og 3, og kan være aktuell som en del av en trinnvis utvikling av vindkraft for å elektrifisere sokkelen, som oppsummert i kapittel 2 over. Topologi 1 kan bygges ut som et demonstrasjonsprosjekt der både forskningssentre og industri er involvert. En stor havvindpark som beskrevet i Topologi 4A/B er attraktiv å bygge ut når rammeverk er på plass. Som presentert i figur 7.4 og 7.5 under utgjør kabel til land en stor del av investeringskostnaden for topologi 4A og 4B. Sjøkabler som legges for å elektrifisere sokkelen, for eksempel kabel til Valhall, har lang levetid og bør også utnyttes til utbygging av havvindparker.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	29 av 54

7.2 Kostnadsestimat vindkraftanlegg og kraftsystemer

Kostnader for topologi 1-4A/B er oppsummert i tabell 7.1 under.

Tabell 7.1 Kostnadsestimat – oppsummering

Topologi	Topologi 1	Topologi 2	Topologi 3	Topologi 4A	Topologi 4B	Valhall
Antall turbiner 5MW	11 turbiner	9 turbiner	9 turbiner	30 turbiner	175 turbiner	22 turbiner
Vindpark i MW	55	45	45	150	875	110
År Installert	2013	2014	2014	2016-17	2016-17-18	2014-15
	Mill NOK per MW	Mill NOK per MW	Mill NOK per MW	Mill NOK per MW	Mill NOK per MW	Mill NOK per MW
Kostnader prosjektutvikling (før investeringsbeslutning)						
	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Investeringskostnader vindkraft (ekklusiv kabel og kraftsystemer)						
Prosjektkostnader	2,5	2,5	2,5	2,0	1,4	2,0
Vindturbiner inkl installasjon	10,4	10,4	10,4	9,8	9,6	10
Fundament inkl installasjon	16,9	16,9	16,9	15,0	12,6	15,0
Båtlandingssystem	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
Sum investeringskostnader vindkraft	30,1	30,1	30,1	27,0	23,8	27,2
Contingency (30%) (10% i 2018)	9,0	9,0	9,0	8,1	2,4	8,2
Sum vindkraftkostnader inkl. contingency	39,1	39,1	39,1	35,1	26,1	35,4
Investeringskostnader kraftsystem, sjøkabel og plattform-modifikasjoner						
Sjøkabel vindpark tilknyttet innretning inkl installasjon	5,6	5,0	4,3	2,4	2,4	2,8
Sjøkabel til land (gjelder ikke for Valhall)/substansjoner	0,0	0,0	0,0	19,1	8,3	6,5

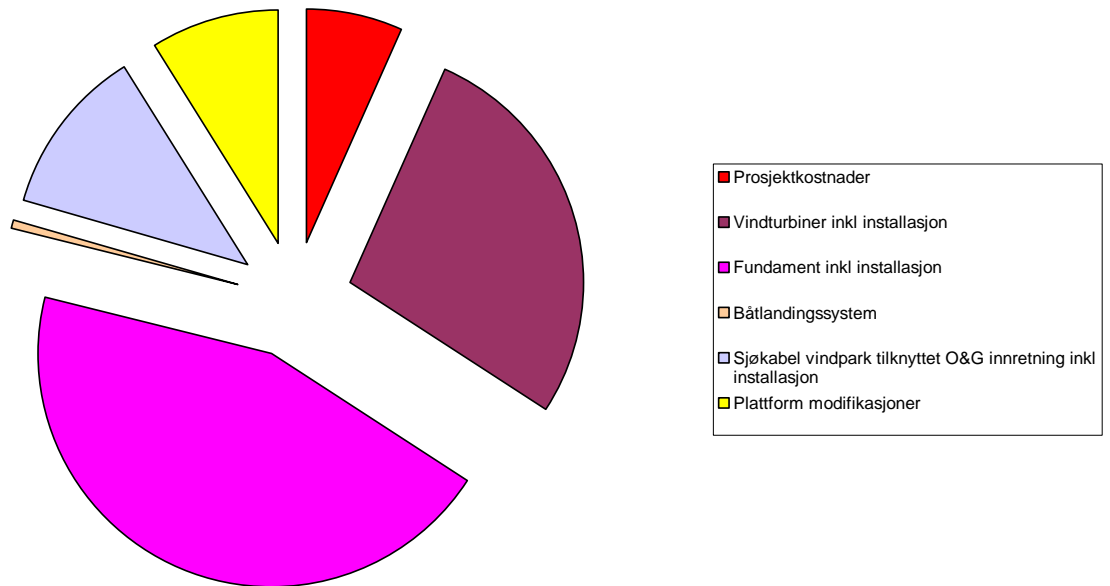
Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	30 av 54

Interplattform Sjøkabel	0,0	11,1	11,1	3,7	0,6	0
Plattform modifikasjoner	4,4	5,3	5,1	4,0	0,7	1,4
Sum kabelsystemer inkl. contingency	10,1	21,4	20,4	29,2	12,1	10,7
Sum kabel og vind inkl contingency	49,2	60,6	59,6	64,3	38,2	46,1

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	31 av 54

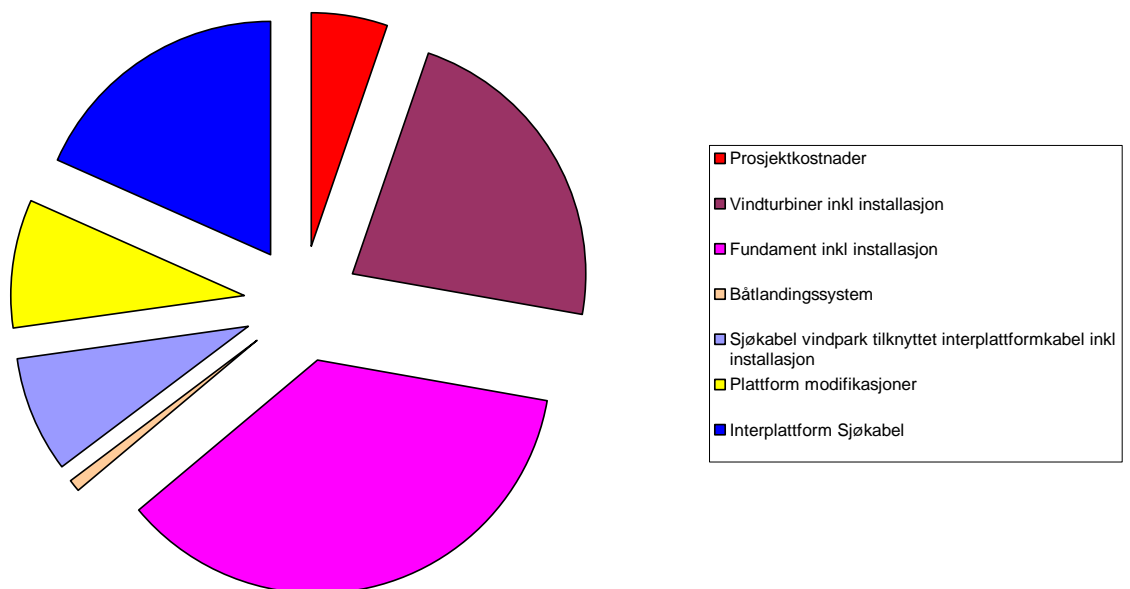
Figurene under viser fordelingen av investeringskostnader for de 4 topologier samt Valhall.

Investeringskostnad Topologi1 - 55 MW



Figur 7.1 Fordeling av investeringskostnader for topologi 1, innfasing av 55 MW vindkraft, isolerte kraftsystemer uten interplattform kabel

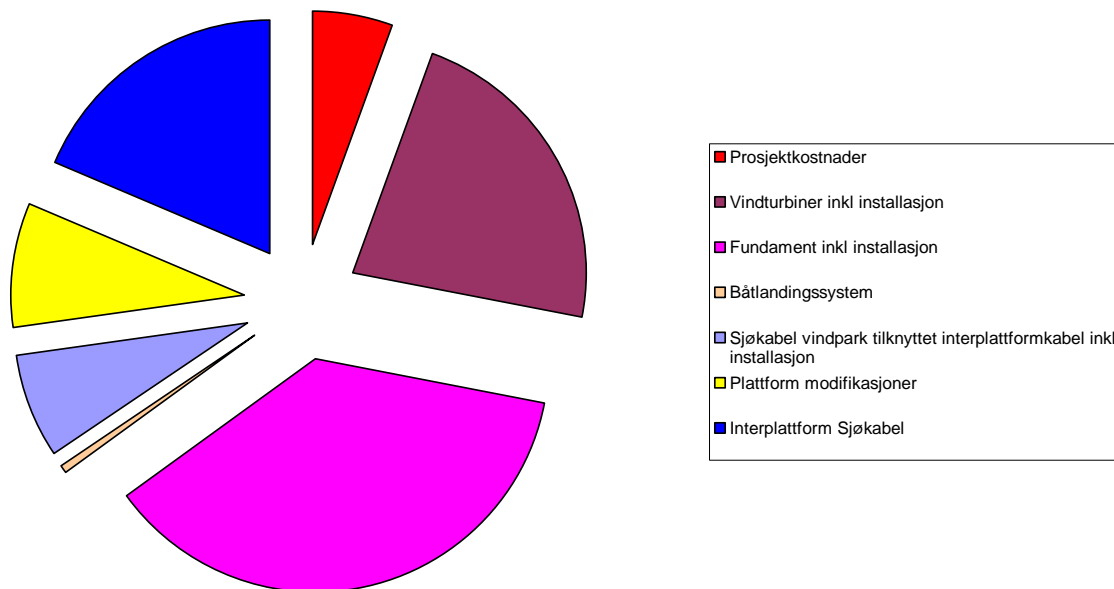
Investeringskostnad Topologi 2 - 45 MW



Figur 7.2 Fordeling av investeringskostnader for topologi 2, innfasing av 45 MW vindkraft med interplattform kabel

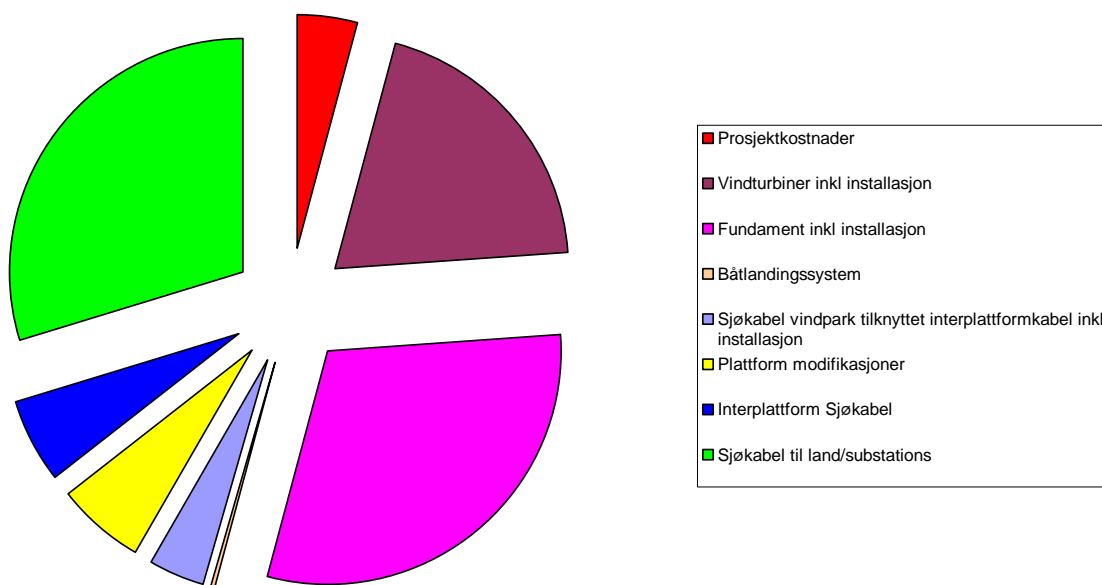
Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	32 av 54

Investeringskostnad Topologi 3 - 45 MW



Figur 7.3 Fordeling av investeringskostnader for topologi 3, innfasing av 45 MW vindkraft sentral med interplattform kabel

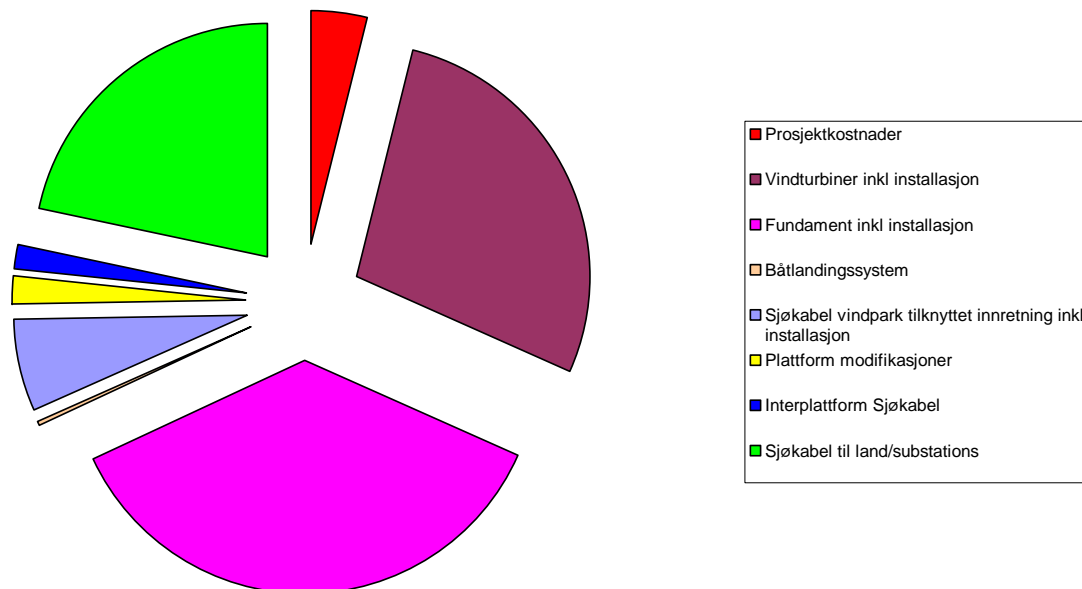
Investeringskostnad Topologi 4A - 150 MW



Figur 7.4 Fordeling av investeringskostnader for topologi 4A, innfasing av 150 MW vindkraft sentralt med interplattform kabel og kabel til land

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	33 av 54

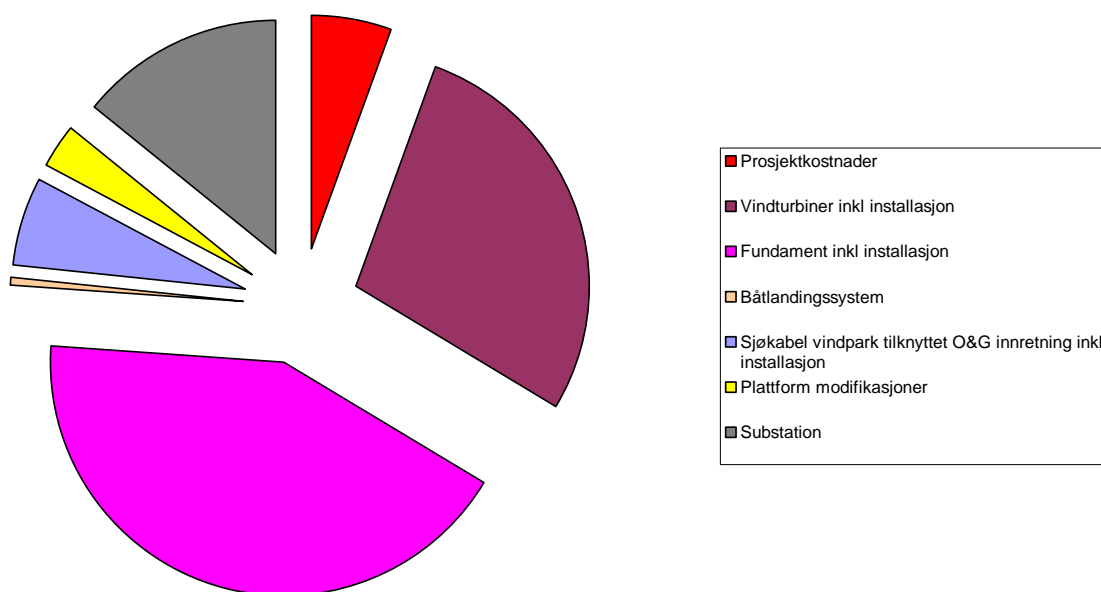
Investeringskostnad Topolog 4B - 875 MW



Figur 7.5 Fordeling av investeringskostnader for topologi 4B, innfasing av 875 MW vindkraft sentralt med interplattform kabel og kabel til land

Merk, for topologi 4B er kostnader knyttet til plattformmodifikasjoner og interplattform sjøkabel fordelt over 875 MW installert vindkraft og vil derfor utgjøre kun en liten % av investeringskostnaden for en vindpark som består av 175stk, 5 MW turbiner.

Investeringskostnader Valhall - 110MW

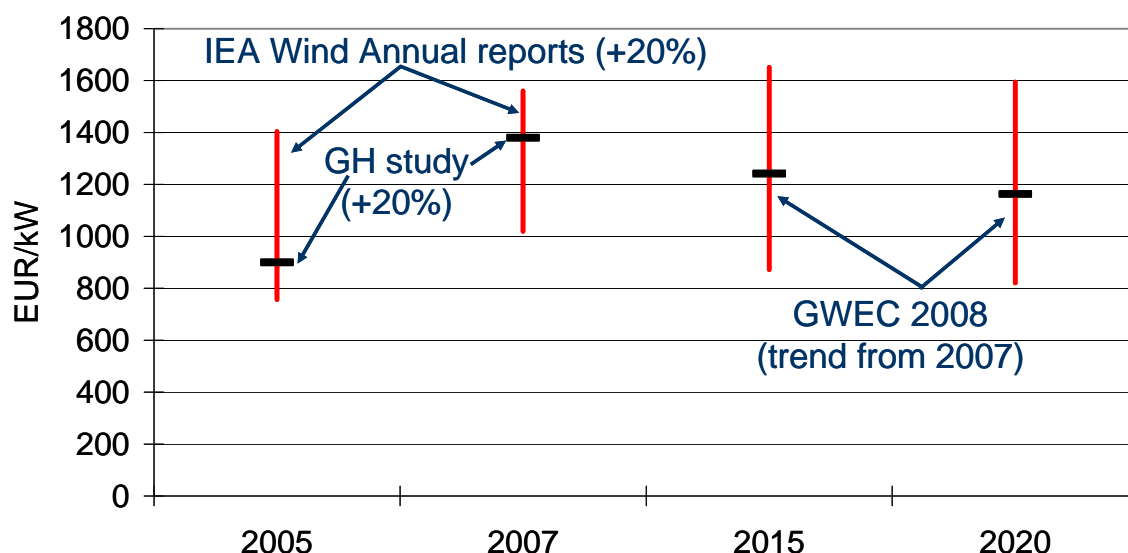


Figur 7.6 Fordeling av investeringskostnader for Valhall, innfasing av 110 MW vindkraft sentralt (eksl kostnaden for kabel til land)

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	34 av 54

7.2.1 Forutsetninger prosjektutviklingskostnader og investeringskostnader vindkraft

- 1) Valutakurs som er benyttet: 1EUR = 8 NOK og 1GBP=10NOK
- 2) Kostnadsdata fra 2007 er multiplisert med en omforent faktor 1,025 for å bringe kostnadstallene på 2009 nivå. Kostnadsdata fra 2008 brukes direkte som 2009 kostnader da det forventes en moderat reduksjon i realkostnadene i denne perioden.
- 3) Prosjektutviklingskostnader inkluderer alle kostnader relatert til forstudie, hovedstudie, konsesjonssøknad, planlegge anskaffelser, undersøkelser, saksbehandling, høringer og eventuelle andre påløpte kostnader før mottatt konsesjon og investeringsbeslutning. Prosjektutviklingskostnader er ikke en del av 'Sum investerings kostnader vindkraft'.
- 4) Investeringskostnader relatert til fundament, marine operasjoner/installasjon, tilkomstløsninger er basert på Forsyning av elektrisk kraft fra småskala offshore vindkraftanlegg til olje- og gassinstallasjoner. ref. /13/..
- 5) Kostnadene for vindturbiner tar utgangspunkt i 2008 tall. Installasjon av havmøller i 2012-2018 er i er estimert basert på en tilnærmet lineær inter/ekstrapolering av kostnadsutviklingsgrafene under, figur 7.7, som er hentet fra Sintefs studie, ref. /8/. Det er to års leveringstid på vindturbiner. Ved produksjonsoppstart i for eksempel 2013 brukes 2011 priser for vindturbiner. Dette tilsvarer ca 1,3 MEUR/MW, eller 10,4 MNOK/MW.
- 6) I topologi 4b er kabelkostnader, kraftsystemkostnader og plattform modifikasjonskostnader sett som en del av vindparken, og er derfor delt på 175*5MW turbiner for å finne kostnad per MW installert.
- 7) Contingency er inkludert i kraftsystemkostnader
- 8) 30% contingency er lagt til i Topologi 1-4A og Valhall pga relativt stor usikkerhet i forhold til moden vindkraft teknologi så 'tidlig' som i 2013-16. Det er lagt til 10% contingency i Topologi 4B, da dette er vanlig for store parker, samt forutsettes at teknologien er mer pålitelig og moden lenger frem tid, mot 2018-2020.



Figur 7.7 Kostnadsutvikling vindturbiner, /8/

7.2.2 Kommentarer til kostnadsnivå vindkraft

Fra tabell 7.1 viser at utbygging av vindkraft til havs er relativt kostbart. Investeringskostnader oppsummert i tabell 7.1 er kalkulert for vindparker som installeres i tilknytning til petroleumsinnretningene i Sørlege Nordsjøen på 70 meters dyp og 200 km fra land. Dette er dyrere sammenlignet med andre prosjekter på grunnere vann presentert i kapittel 4 over.

Kostnadsnivået i tabell 7.1 over er kvalitetssikret og sammenlignet med flere studier og vindkraftprosjekter til havs:

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	35 av 54

- Som beskrevet i kapittel 4 over har Sintef har gjort en studie, ref. /8/ der de har sett på kostnadene for utbygging av en 1000MW vindpark i Sørilige Nordsjøen innen 2020 på 40-60 meters dyp, referert til som SNS vindpark. Totale investeringskostnader for denne vindparken, inkludert kabel fra Lista via vindparken og videre til Ekofisk (kabel kostnader hentet fra ABB, ref. /11/, er estimert til 27,8 Mill NOK per MW inkludert kraftsystemer. Disse kostnadstallene har ikke inkludert bæreinnetning eller topside modifikasjoner på petroleumsinnretninger). Kostnadene i Sintefs Studie er lavere enn i vindparken på 875 MW i topologi 4B som kan begrunnes med at sistnevnte bygges på dypere vann, lenger fra land. Turbinkostnad i Sintefs vindpark studie er beregnet i henhold til trendkurver fra GWEC 2006 (Global Wind Energy Council). Dette er optimistiske tall i forhold til tall fra GWEC 2008. Lyse har brukt tall fra GWEC 2008 for beregning av turbinkostnad i denne mulighetsstudien, ref figur 7.7.
- I Storbritannia bygges det dyr vindkraft på grunn av gunstige støtteordninger. StatoilHydro og Statkraft skal bygge havvindparken Sheringham Shoal utenfor kysten av Norfolk i Storbritannia. Denne er estimert til å koste 10 mrd for 315 MW, som gir 32 mill NOK per MW med oppstart i 2011. Denne parken skal installeres på 20 meters vanddyp, 17-23km fra land.
- Store parker som planlegges utbygd i runde 3 i Storbritannia i perioden 2015-2020, 20-60 m dyp er foreløpig estimert til å koste mellom 25-30 Mill NOK per MW installert, inkludert kabel kostnader.

Kostnaden forbundet med vindkraftutbygging til havs på dypt vann er forbundet med stor usikkerhet og har i de siste årene gått opp grunnet økende råvare- og entreprenørkostnader. Innkjøpspriser på turbiner og annet utstyr har skutt i været, delvis fordi den eksisterende industrien ikke klarer å levere nok til å dekke etterspørselen. Denne situasjonen kan bli bedre hvis industrien øker kapasiteten, finanskrisen bidrar til reduserte råvarepriser samt at den raske innovasjonstakten innen havbasert vindkraft slår positivt ut.

For å få ned kostnadene kan erfaringen fra olje- og gassindustrien komme godt med. Masseproduksjon, lærekurven og ikke minst omfattende standardisering vil også bidra til lavere kostnader. Figur 4.5 i kapittel 4 over viser en utviklingstrend der investeringskostnader vindparker til havs vil reduseres med 20-30% innen 2020. Investeringskostnadene i tabell 7.1 viser en kostnadsutviklingstrend fra topologi 1 til 4B. Reduksjon i kostnader er basert på læringskurve, økt kapasitet, og skalafordeler i topologi 4B.

Vindturbinene beskrevet i denne studien fundamenteres på 70 meter og fundamentkostnadene samt marine operasjoner er derfor relativt høye. Det kan derfor være gunstigere å bygge ut vindparken beskrevet i T4B et grunnere sted mellom petroleumsinnretningene og land. (Topologi 1-3 har ikke kabel til land og det vil være fordyrende å installere vindturbinene på 40-60 dyp langt fra petroleumsinnretningene)

7.2.3 Kostnadsestimat kraftsystemer

1. Kostnadsestimatene er basert på tidligere utførte, sammenlignbare referansestudier, se pkt 3.. Kostnader oppgis generelt referert til 2009 kroner. Kostnadsdata fra 2007 er multiplisert med en omforent faktor 1,025 for å bringe kostnadstallene på 2009 nivå. Kostnadsdata fra 2008 brukes direkte som 2009 kostnader da det forventes en moderat reduksjon i realkostnadene i denne perioden. For topologi 4 er nye kostnadsdata innhentet fra leverandør i form av budsjettkostnader der relevante data ikke har vært tilgjengelig i tidligere studier.
2. I de tilfellene den aktuelle installasjonen ikke har direkte sammenlignbare tekniske data med referansestudiene er kostnadene estimert basert på en tilnærmet lineær inter/ekstrapolering.
3. Kostnader er oppgitt for produkter, komponenter og delsystem fra prosjektering til og med installasjon og uttesting. Byggherrekostnader er ikke inkludert (samme forutsetning som for elektrifiseringsstudien , ref. /3/.)

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	36 av 54

4. 36 kV sjøkabelsystemene er kostnadsestimert basert på 1 km avstand mellom vindturbinene og 5 km avstand fra siste turbin til tilknytningsinnretningen. Det er lagt til en margin på ca. 100 m kabellengde for hvert kabelopptrekk. Forøvrig er installasjonene kostnadsestimert basert på de elektriske systemløsningene som skissert på de respektive 1-linjeskissene for hver topologitype
5. Det er lagt til 30% reservemargin på modifikasjonskostnadene for innretningene (plattformmodifikasjoner) for topologiene 1-3 som indikerer usikkerhet om nødvendige tiltak på innretningene. Samme usikkerhet er ikke gjeldende for topologi 4 hvor kostnadene er hentet fra ref. /2/ og inkludert uten reservemargin. Kostnader relatert til kabelsystemene er brukt under gitte forutsetninger uten ytterligere reservemarginer. For topologi 4A og 4B hvor det forutsettes at gassturbiner stenges ned er kostnader fra ref. /2/ vedr. plattform modifikasjoner å betrakte som usikre. Ref. /2/ omfattet hele sokkelen og innretningsspesifikk bruk av tallene gir betydelige usikkerheter, i dette tilfelle spesielt knyttet til spørsmålet om erstatning av restvarmeproduksjon fra WHRU enheter på kraftstasjonens gassturbiner på Ekofisk.
6. Inntakstransformator er den største komponenten som installeres på innretningene. For topologiene 1-3 søkes løsninger hvor transformatorvekt, eksklusive olje og kjøler, men inklusive løfteramme er begrenset til 40 tonn for å unngå bruk av løftefartøy. Slik forutsetning vil ikke kunne gjøres gjeldende for topologi 4.
7. Det forutsettes tilstrekkelig hotellkapasitet på innretningene i forbindelse med ombygningsarbeidene.
8. For topologi 4 forutsettes at alt elektrisk utstyr som inngår i offshore mottaksstasjon er plassert i modul, ferdig utrustet på verft på land og plassert på ny bunnfast bæreinnetning offshore. For topologi 4A og 4B er transmisjon og distribusjonssystemene sammenlignbare med systemene som inngår i hhv. Sørlige Nordsjø, delelektrifisering og Oseberg/Tampen 60 hz helelektrifisering som beskrevet i ref. /3/. De samme forutsetningene benyttes også for bæreinnetningene bortsett fra at disse må kunne håndtere et større antall risere for å ta inn kablene fra de respektive vindparkene. Det er derfor lagt et påslag på 10% på bæreinnetningskostnadene hentet fra ref. /4/ for å dekke ekstra risere.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	37 av 54

7.2.4 Kostnadsestimat kraftsystemer topologi 1-4

I tabell 7.1 over er kostnadsestimat kraftsystemer for topologi 1-4 summert opp, samt gjort om til kostnader per MW installert. Tabellene under synliggjør kostnadsfordelingen for kraftsystemene i detalj.

Topologi 1 – 55MW vindkraft, isolerte kraftsystemer

Tabell 7.1 Kostnadsfordeling Topologi 1 bildeteks

Innretning	Kostnadselement	Enhetskost	Estimert kostnad [MNOK 2009]
Ula (36 kV sjøkabel)	36 kV sjøkabel, 3x1x500 mm ² , 10 km inkl. contingency, Ex Works	3,8 MNOK/km	38
	Sjøkabelinstallasjon/leggefartøy, 17 døgn	1 MNOK/døgn	17
	MOB/DEMOB	6 MNOK	6
	Nedgraving sjøkabel og grus/steindumping	16 MNOK	16
	36 kV sjøkabelinntrekking og terminering	24,5 MNOK	24,5
	Engineering, admin og ledelse	4,5 MNOK	4,5
	Annet (forberedelser, transport og load out)	10 MNOK	10
<i>Subtotal Ula 36 kV sjøkabel</i>			<i>116</i>
Ula (plattform modifikasjoner)	Inntakstransformator 40 MVA, 33/6,6 kV, OLTC oljefyllt	25 MNOK	25
	36 kV skillebryter og jordingsfelt	3 MNOK	3
	Topside kabelsystem	5 MNOK	5
	6,6 kV effektbryterfelt	1,5 MNOK	1,5
	Kontroll nedstengningssystemmodifikasjoner og	20 MNOK	20
	Engineering, admin og ledelse	10 MNOK	10
	Reservemargin plattformrelaterte kostnader		19,4
<i>Subtotal Ula plattform modifikasjoner</i>			<i>83,9</i>
Gyda (36 kV sjøkabel)	36 kV sjøkabel, 3x1x500 mm ² , 6,5 km inkl. contingency, Ex Works	3,8 MNOK/km	24,7
	Sjøkabelinstallasjon/leggefartøy, 13 døgn	1 MNOK/døgn	13
	MOB/DEMOB	6 MNOK	6
	Nedgraving sjøkabel og grus/steindumping	12 MNOK	12
	36 kV sjøkabelinntrekking og terminering	16,5 MNOK	16,5
	Engineering, admin og ledelse	4 MNOK	4

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	38 av 54

	Annet (forberedelser, transport og load out)	8 MNOK	8
<i>Subtotal Gyda 36 kV sjøkabel</i>			<i>84,2</i>
Gyda (plattform modifikasjoner)	Inntakstransformator 12,5 MVA, 33/6,6 kV, oljefyllt	10 MNOK	10
	36 kV skillebryter og jordingsfelt	3 MNOK	3
	Topside kabelsystem	3 MNOK	3
	6,6 kV effektbryterfelt	1,5 MNOK	1,5
	Kontroll og nedstengningssystemmodifikasjoner	15 MNOK	15
	Engineering, admin og ledelse	8 MNOK	8
	Reservemargin plattformrelaterte kostnader		12,2
<i>Subtotal Gyda plattform modifikasjoner</i>			<i>52,7</i>
Ekofisk (36 kV sjøkabel)	36 kV sjøkabel til vindmøller, 3x1x500 mm ² , 9 km inkl. contingency, Ex Works	3,8 MNOK/km	34,2
	Sjøkabelinstallasjon/leggefartøy, 16 døgn	1 MNOK/døgn	16
	MOB/DEMOB	6 MNOK	6
	Nedgraving sjøkabel og grus/steindumping	15,5 MNOK	15,5
	36 kV sjøkabelinntrekking og terminering	23,5 MNOK	23,5
	Engineering, admin og ledelse	4,5 MNOK	4,5
	Annet (forberedelser, transport og load out)	10 MNOK	10
<i>Subtotal Ekofisk 36 kV sjøkabel</i>			<i>109,7</i>
Ekofisk (plattform modifikasjoner)	Inntakstransformator 40 MVA, 33/13,8 kV, OLTC oljefyllt	25 MNOK	25
	Harmonisk filter	7 MNOK	7
	36 kV skillebryter og jordingsfelt	3 MNOK	3
	36 kV topside kabelsystem	10 MNOK	10
	13,8 kV kabelsystem 2/4M – 2/4J	5 MNOK	5
	13,8 kV effektbryterfelt	1,7 MNOK	1,7
	Kontroll og nedstengningssystemmodifikasjoner	20 MNOK	20
	Engineering, admin og ledelse	10 MNOK	10
	Reservemargin plattformrelaterte kostnader		24,5
<i>Subtotal Ekofisk plattform modifikasjoner</i>			<i>106,2</i>
Sum total Topologi 1			552,7

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	39 av 54

Topologi 2 - 45MW vindkraft, interplattform kabel mellom isolerte kraftsystemer

Tabell 7.2 Kostnadsfordeling topologi 2

Innretning	Kostnadselement	Enhetskost	Estimert kostnad [MNOK 2009]
Ula (36 kV sjøkabel)	36 kV sjøkabel, 3x1x500 mm ² , 10 km inkl. contingency, Ex Works	3,8 MNOK/km	38
	Sjøkabelinstallasjon/leggefartøy, 17 døgn	1 MNOK/døgn	17
	MOB/DEMOB	6 MNOK	6
	Nedgraving sjøkabel og grus/steindumping	16 MNOK	16
	36 kV sjøkabelinntrekking og terminering	24,5 MNOK	24,5
	Engineering, admin og ledelse	4,5 MNOK	4,5
	Annet (forberedelser, transport og load out)	10 MNOK	10
<i>Subtotal Ula 36 kV sjøkabel</i>			<i>116</i>
Ula (plattform modifikasjoner)	Inntakstransformator 40 MVA, 52/33/6,6 kV, OLTC oljefyllt	35 MNOK	35
	36 kV skillebryter og jordingsfelt	3 MNOK	3
	52 kV skille og jordingsfelt	5 MNOK	5
	Topside 36 kV kabelsystem	5 MNOK	5
	Topside 52 kV kabelsystem	7 MNOK	7
	6,6 kV effektbryterfelt	1,5 MNOK	1,5
	Kontroll nedstengningssystemmodifikasjoner og	20 MNOK	20
	Engineering, admin og ledelse	10 MNOK	10
	Reservemargin plattformrelaterte kostnader		26
<i>Subtotal Ula plattform modifikasjoner</i>			<i>112,5</i>
Ekofisk (36 kV sjøkabel)	36 kV sjøkabel til vindmøller, 3x1x500 mm ² , 9 km inkl. contingency, Ex Works	3,8 MNOK/km	34,2
	Sjøkabelinstallasjon/leggefartøy, 16 døgn	1 MNOK/døgn	16
	MOB/DEMOB	6 MNOK	6
	Nedgraving sjøkabel og grus/steindumping	15,5 MNOK	15,5
	36 kV sjøkabelinntrekking og terminering	23,5 MNOK	23,5
	Engineering, admin og ledelse	4,5 MNOK	4,5

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	40 av 54

	Annet (forberedelser, transport og load out)	10 MNOK	10
<i>Subtotal Ekofisk 36 kV sjøkabel</i>			<i>109,7</i>
Ekofisk (plattform modifikasjoner)	Inntakstransformator 40 MVA, 52/33/13,8 kV, OLTC oljefyllt	35 MNOK	35
	36 kV skillebryter og jordingsfelt	3 MNOK	3
	52 kV skillebryter og jordingsfelt	5 MNOK	5
	36 kV topside kabelsystem	10 MNOK	10
	52 kV topside kabelsystem	7 MNOK	7
	13,8 kV kabelsystem 2/4M – 2/4J	5 MNOK	5
	13,8 kV effektbryterfelt	1,7 MNOK	1,7
	Kontroll og nedstengningssystemmodifikasjoner	20 MNOK	20
	Engineering, admin og ledelse	10 MNOK	10
	Reservemargin plattformrelaterte kostnader		29
<i>Subtotal Ekofisk plattform modifikasjoner</i>			<i>125,7</i>
52 kV interplattform sjøkabel	52 kV sjøkabel, 3x1x400 mm ² , 67 km, Ex Works	6,15 MNOK	412
	Sjøkabelinstallasjon, nedgraving og grus/steindumping	47,8 MNOK	47,8
	Kabelterminering	41 MNOK	41
<i>Subtotal 52 kV interplattform sjøkabel</i>			<i>500,8</i>
Sum total Topologi 2			964,7

Topologi 3 - 45MW sentral vindkraft, interplattform kabel

Tabell 7.3 Kostnadsfordeling topologi 3

Innretning	Kostnadselement	Enhetskost	Estimert kostnad [MNOK 2009]
Sentral vindpark (36 kV sjøkabler)	36 kV sjøkabel, 3x1x500 mm ² , 18,5 km inkl. contingency, Ex Works	3,8 MNOK/km	70,3
	Sjøkabelinstallasjon/leggefartøy, 25 døgn	1 MNOK/døgn	25
	MOB/DEMOB	6 MNOK	6
	Nedgraving sjøkabel og grus/steindumping	20 MNOK	20
	36 kV sjøkabelinntrekking og terminering	48 MNOK	48
	Engineering, admin og ledelse	6 MNOK	6

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	41 av 54

	Annet (forberedelser, transport og load out)	16 MNOK	16
<i>Subtotal 36 kV sjøkabel sentral vindpark</i>			<i>191,3</i>
Ula (plattform modifikasjoner)	Inntakstransformator 40 MVA, 52/6,6 kV, OLTC oljefyllt	30 MNOK	30
	52 kV skille og jordingsfelt	5 MNOK	5
	Topside 52 kV kabelsystem	7 MNOK	7
	6,6 kV effektbryterfelt	1,5 MNOK	1,5
	Kontroll nedstengningssystemmodifikasjoner ^{og}	20 MNOK	20
	Engineering, admin og ledelse	10 MNOK	10
	Reservemargin plattformrelaterte kostnader		22
<i>Subtotal Ula plattform modifikasjoner</i>			<i>95,5</i>
Ekofisk (plattform modifikasjoner)	Inntakstransformator 40 MVA, 52/33/13,8 kV, OLTC oljefyllt	35 MNOK	35
	36 kV GIS bryteranlegg m/3 effektbrytere	8 MNOK	8
	52 kV skillebryter og jordingsfelt	5 MNOK	5
	36 kV topside kabelsystem	10 MNOK	10
	52 kV topside kabelsystem	7 MNOK	7
	13,8 kV kabelsystem 2/4M – 2/4J	5 MNOK	5
	13,8 kV effektbryterfelt	1,7 MNOK	1,7
	Kontroll nedstengningssystemmodifikasjoner ^{og}	20 MNOK	20
	Engineering, admin og ledelse	10 MNOK	10
	Reservemargin plattformrelaterte kostnader		30,5
<i>Subtotal Ekofisk plattform modifikasjoner</i>			<i>132,2</i>
52 kV interplattform sjøkabel	52 kV sjøkabel, 3x1x400 mm ² , 67 km, Ex Works	6,15 MNOK	412
	Sjøkabelinstallasjon, nedgraving og grus/steindumping	47,8 MNOK	47,8
	Kabelterminering	41 MNOK	41
<i>Subtotal 52 kV interplattform sjøkabel</i>			<i>500,8</i>
Sum total Topologi 3			919,8

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	42 av 54

Topologi 4A - 150MW sentral vindkraft, interplattform kabel og kabel til land

Tabell 7.4 – Kostnadsfordeling Topologi 4A

Innretning	Kostnadselement	Enhetskost	Estimert kostnad [MNOK 2009]
Sentral vindpark (36 kV sjøkabler)	36 kV sjøkabel, 3x1x500 mm ² , 48 km inkl. contingency, Ex Works	3,8 MNOK/km	182,4
	Sjøkabel/installasjon/leggefartøy, 57 døgn	1 MNOK/døgn	57
	Nedgraving sjøkabel og grus/steindumping	25 MNOK	25
	36 kV sjøkabelinntrekking og terminering	60 MNOK	60
	Engineering, admin og ledelse	13 MNOK	13
	Annet (forberedelser, transport og load out)	22 MNOK	22
<i>Subtotal sentral vindpark</i>			<i>359,4</i>
Ula plattform modifikasjoner	[Ref. 2]	420,3 MNOK	420,3
Ekofisk plattform modifikasjoner	[Ref. 2]	184,5 MNOK	184,5
<i>Subtotal plattform modifikasjoner</i>			<i>604,8</i>
Mottaksstasjon	36 kV GIS fordeling m/4 effektbrytere, 2 stk	6,1 MNOK	12,2
	90 MVA, 66/33 kV transformator, 2 stk	30,8 MNOK	61,6
	66 kV GIS fordeling m/4 effektbrytere	18,9 MNOK	18,9
Transmisjonssystem land – offshore og mottaksstasjon offshore – Ekofisk og Gyda, Landstasjon	Likeretterstasjon inkl standard bygning	213,7 MNOK	213,7
Transmisjonssystem land – offshore og mottaksstasjon offshore – Ekofisk og Gyda, Offshore stasjon	Vekselretterstasjon installert i offshore modul, ekskl modul	201,3 MNOK	201,3
Kabler	Transmisjonskabel 280 km DC ±150 kV, 150 MW, FOB fabrikk	1033,2 MNOK	1033,2
	Installasjon, grøfting, stendumping	338,7 MNOK	338,7
	AC transmisjonskabel til Ekofisk og Gyda, 52 kV, 3x1x400 mm ² , 90 km	369,6 MNOK	369,6
	Installasjon, grøfting, stendumping	47,8 MNOK	47,8
	Kabelterminering	138,4 MNOK	138,4
Bæreinretning	[Ref. 4]	991,5 MNOK	991,5
<i>Subtotal mottaksstasjon og transmisjonssystem</i>			<i>3426,9</i>

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	43 av 54

Sum total Topologi 4A		4391,1
-----------------------	--	--------

Topologi 4B - 875MW sentral vindkraft, interplattform kabel og kabel til land

Tabell 7.5 – Kostnadsfordeling Topologi 4B

Innretning	Kostnadselement	Enhetskost	Estimert kostnad [MNOK 2009]
Sentral vindpark (36 kV sjøkabler)	36 kV sjøkabel, 3x1x500 mm ² , 350 km inkl. contingency, Ex Works	3,8 MNOK/km	1330
	Sjøkabelinstallasjon/leggefartøy, inkl nedgraving og stendumping, ref. elektrifiseringsrapporten søndre nordsjø	386,4 MNOK	386,4
	36 kV sjøkabelinntrekking og terminering	260 MNOK	260
	Engineering, admin og ledelse	50 MNOK	50
	Annet (forberedelser, transport og load out)	100 MNOK	100
<i>Subtotal sentral vindpark</i>			<i>2126,4</i>
Ula plattform modifikasjoner	[Ref. 2]	420,3 MNOK	420,3
Ekofisk plattform modifikasjoner	[Ref. 2]	184,5 MNOK	184,5
<i>Subtotal plattform modifikasjoner</i>			<i>604,8</i>
Mottaksstasjon	36 kV GIS fordeling m/6 effektbrytere, 7 stk	8 MNOK	56
	140 MVA, 220/33 kV transformator, 7 stk	46,3 MNOK	324,1
	220 kV GIS fordeling m/7 effektbrytere	102,8 MNOK	102,8
	66 kV GIS fordeling med 3 effektbrytere	15 MNOK	15
Transmisjonssystem land – offshore og mottaksstasjon offshore – Ekofisk og Gyda, Landstasjon	Likeretterstasjon inkl standard bygning	864 MNOK	864
Transmisjonssystem land – offshore og mottaksstasjon offshore – Ekofisk og Gyda, Offshore stasjon	Vekselretterstasjon installert i offshore modul, ekskl modul, [Ref. 6]	864 MNOK	864
Kabler	Transmisjonskabel 280 km DC ±300 kV, 800MW FOB fabrikk, [Ref. 6]	2160 MNOK	2160
	Installasjon, grøfting, stendumping	372,6 MNOK	372,6
	AC transmisjonskabel til Ekofisk og Gyda, 52 kV, 3x1x400 mm ² , 90 km	369,6 MNOK	369,6

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	44 av 54

	Installasjon, grøfting, stendumping	47,8 MNOK	47,8
	Kabelterminering	150 MNOK	150
Bæreinnetning	[Ref. 4]	2470 MNOK	2470
<i>Subtotal mottaksstasjon og transmisjonssystem</i>			<i>7795,9</i>
Sum total Topologi 4B			10527,1

Valhall Topologi – 110MW vindkraft

Her er kostnadsestimat utført meget grovt og i stor utstrekning basert på kostnadselementer fra topologi 1-4.

Tabell 7.6 – Kostnadsfordeling Valhall

Kostnadselement	Enhetskost	Estimert MNOK 2009
Vindpark 36 kV sjøkabel, 3x1x500 mm ² , 35 km inkl. contingency, Ex Works	3.8 MNOK pr. km	133
Vindpark sjøkabel, legging, terminering, engineering, admin, etc.	177 MNOK	177
Bæreinnetning, ferdig installert	720 MNOK	720
Apparatanlegg (33 kV og 72 kV) Ferdig installert / testet under verft	20 MNOK	20
Transformator ferdig installert under verft	40 MNOK	40
Interface løsning mot PH	90 MNOK	90
Total		1180

Kostnader for bæreinnetning er basert på elektrifiseringsutredningen 2007, herunder Global Maritime GM-825-002-R01 30.10.07. Det er tatt utgangspunkt i 80 % av kostnadene for bunnfast bæreinnetning skalert for modulvekt på 900 tonn med 70 meter dybde. I dette tilfellet ligger forventet modulvekt i størrelsesorden 300-400 tonn basert på en utstyrsvekt på ca. 150 tonn. En annen grovtilnærming til dette er å beregne ca. 1.25 MNOK pr. tonn = 500 MNOK basert på at utstyret plasseres på en av de eksisterende innretningene på Valhall i stedet for en egen bæreinnetning. Dette utgangspunktet synes konkurransedyktig, men det vil kreve egne utredninger for å vurdere om det er et aktuelt alternativ.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	45 av 54

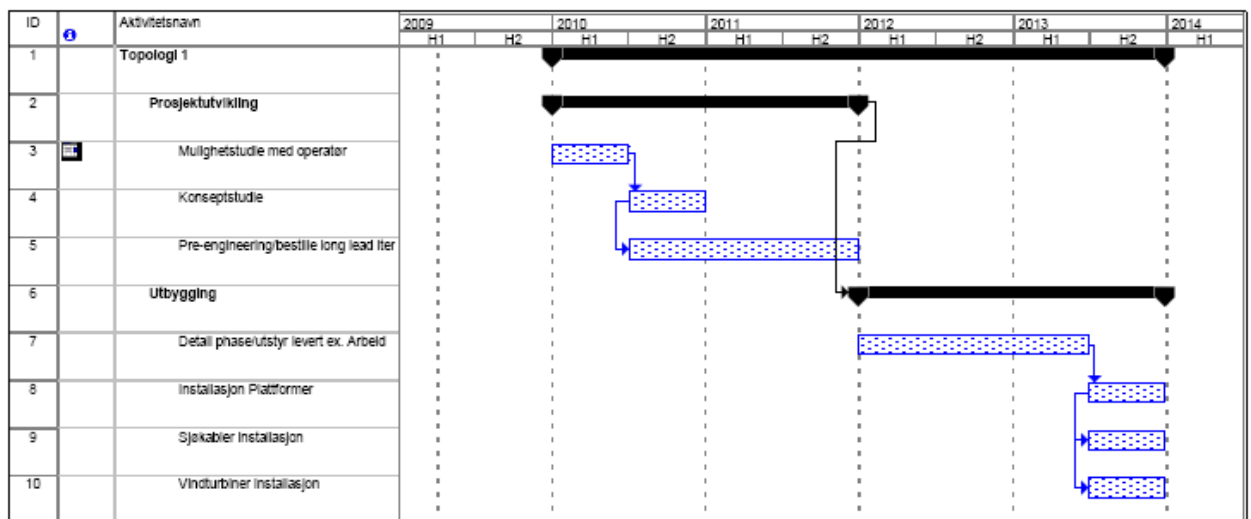
8 UTBYGGING, DRIFT, OPPETID, VEDLIKEHOLD OG LEVETID

8.1 Mulige tidspunkt for utbygging og idriftsettelse, topologi 1- 4

Dette kapitlet beskriver tidligst mulig tidspunkt for utbygging og idriftsettelse av vindkraft mot petroleumsinnretninger for topologi 1-4 og tar ikke hensyn noe form for utsettelsesrisiko, for eksempel knyttet til involvering av operatører/lisenser, politiske beslutninger, forsinkelser og long-lead items.

8.1.1 Tidslinje Topologi 1

Topologi 1 beskriver en arkitektur der vindkraft erstatter noe gass og vil bli installert som en del av det isolerte kraftsystemet på petroleumsinnretningene. Topologi 1 er derfor ikke avhengig av at en ny havenergilov er på plass og godkjenning av vindturbiner kan gjøres gjennom petroleumsloven.



Figur 8.1 Tidslinje Topologi 1

Grovt overslag kostnadsfordeling per år topologi 1:

2010: Prosjektutvikling: 0,15 Mill NOK/ MW

2011: 15% av CAPEX

2012: 30% av CAPEX

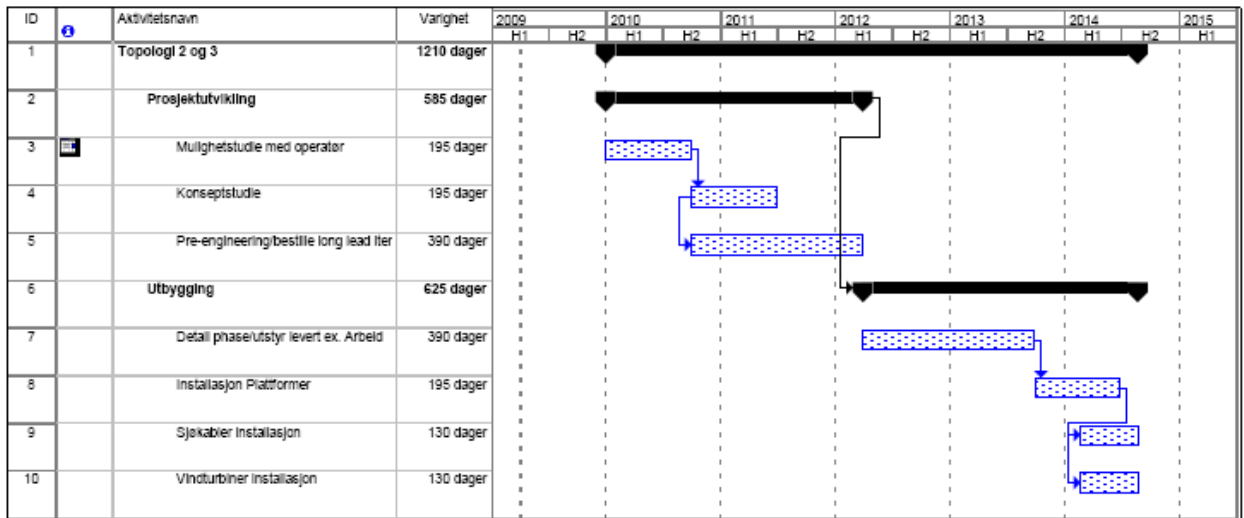
2013: 55% av CAPEX

Utslippsbesparelsen trer i kraft året etter installasjon av vindturbiner, 1. januar 2014.

8.1.2 Tidslinje Topologi 2-3

I Topologi 2 og 3 er vindkraft installert som en del av det isolerte kraftsystemet. I tillegg legges det kabel mellom petroleumsinnretninger. I denne kabelen kan legges samtidig som vindturbinene installeres. Studien antar at det tar like lang tid å installere turbiner spredd (topologi 2) som turbiner samlet i en park (topologi 3).

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	46 av 54



Figur 8.2 Tidslinje Topologi 2&3

Grovt overslag kostnadsfordeling per år topologi 2 eller 3:

2010: Prosjektutvikling: 0,15 Mill NOK/ MW

2011: 15% av CAPEX

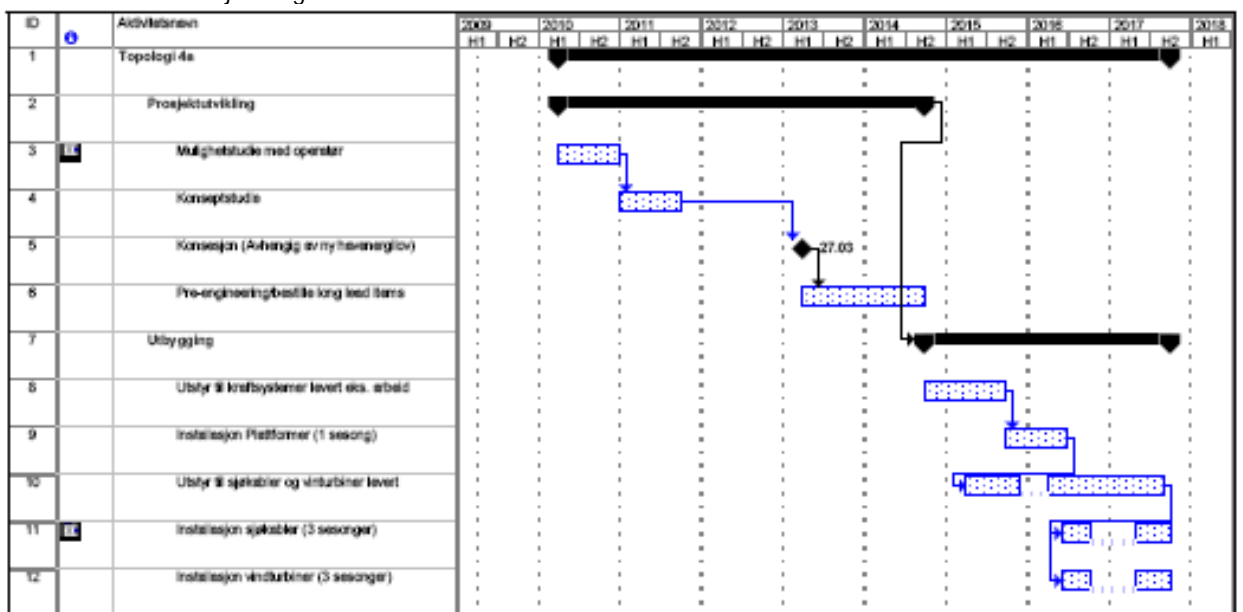
2012-13: 30% av CAPEX

2014: 55% av CAPEX

Utslippsbesparelsen trer i kraft året etter installasjon av vindturbiner, 1. januar 2015.

8.1.3 Tidslinje Topologi 4A/B

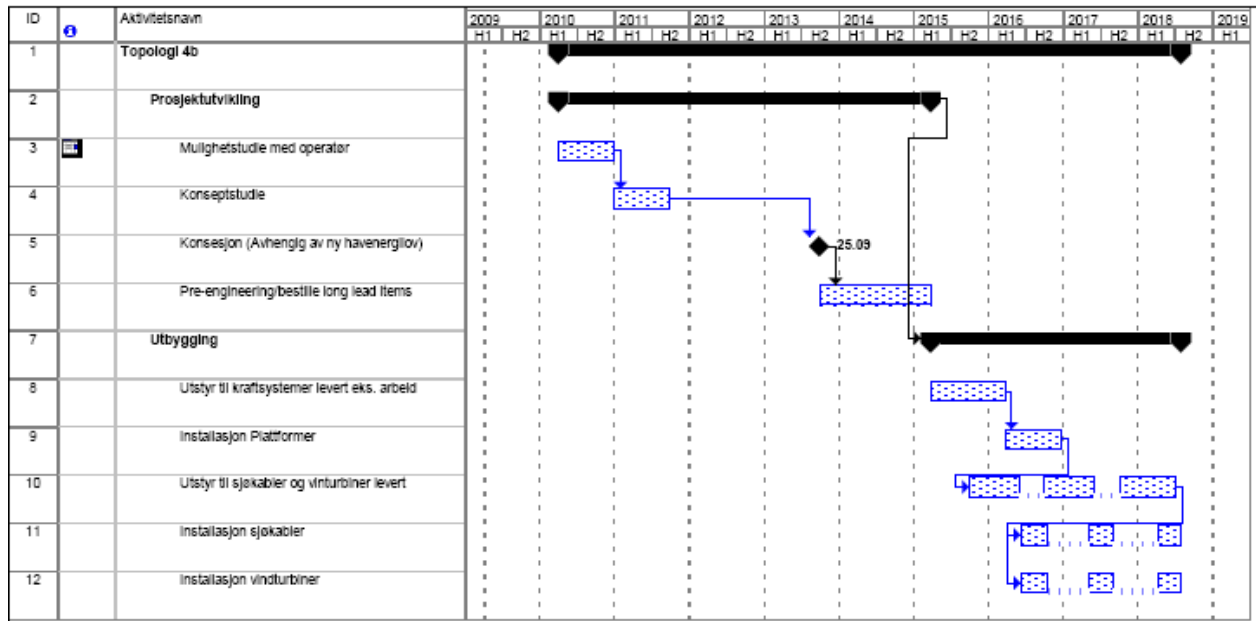
Topologi 4A og B kan være avhengig av at havenergiloven og et konsesjonssystem til havs er etablert. Her forutsettes at konsesjon er gitt i 2013.



Figur 8.3 Tidslinje Topologi 4A

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	47 av 54

Grovt overslag kostnadsfordeling per år topologi 4A:
2010-2013: Prosjektutvikling frem til konsesjon: 0,15 Mill NOK/ MW
2014: 15% av CAPEX
2015-2017: Henholdsvis 25%, 30%, 30% av CAPEX
Installasjon av vindturbiner over 2 sesonger vil bety 50% utslippsbesparelse fra i 2017 og 100% fra 2018



Figur 8.4 Tidslinje Topologi 4B

Grovt overslag kostnadsfordeling per år topologi 4B:
2010-2013: Prosjektutvikling frem til konsesjon: 0,15 Mill NOK/ MW
2014: 15% av CAPEX
2015-2018: Henholdsvis 15%, 20%, 25% og 25% av CAPEX

Installasjon av vindturbiner over 3 sesonger vil bety 66,66% utslippsbesparelse fra i 2018 og 100% fra 2019

8.1.4 Tidslinje Valhall

Vindturbiner ved Valhall skal bruke eksisterende kabel til land. Denne inngår derfor ikke i prosjektfasen. Denne tidslinjen forutsetter at konsesjon blir gitt i 2012.
Grovt overslag kostnadsfordeling per år Valhall:
2010-11: Prosjektutvikling: 0,15 Mill NOK/ MW
2012-13: 15% av CAPEX
2014: 30% av CAPEX
2015: 55% av CAPEX

8.2 Vedlikehold og levetid

Forutsatt korrekt dimensjonerte komponenter og installasjoner, korrekt spesifiserte utstyrsmaterialer, samt at foreskrevet vedlikeholdsprogram følges vil den elektriske infrastrukturen som etableres med ny vindpark offshore ha en typisk forventet levetid 30-50 år.

Levetid for elektriske sjøkabler anslås med utgangspunkt i fornuftig dimensjonering og korrekt installasjon til størrelsesorden 40 år. For større omformerstasjoner bør man også kunne ta utgangspunkt i en tilsvarende levetid, men dette krever utskifting av enkeltkomponenter underveis. For apparatanlegg og transformatorer er 40 år relativt mye selv om det er en rekke eksempler på at denne typen utstyr er i drift så lenge.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	48 av 54

Utskifting av apparatanlegg er likevel i dette bildet en meget begrenset kostnad sammenlignet med utskifting av sjøkabler.

Kostnadsestimater vindkraft i denne studien er basert på betongfundament. Betongfundament antas å kunne ha en levetid på minimum 50 år, ref./13/. Dagens vindturbiner har en kortere levetid på rund 20-25 år. Kostnaden og metoden for å bytte ut vindturbiner om 25-30 år er relativt usikkert. Betongfundamentet er dimensjonert for vekten av en 5 MW turbin med dagens teknologi, men det er stor sannsynlighet for at vekten per MW kommer til å reduseres og at vi derfor om 25-30 år kan installere en større turbin enn 5MW uten forsterkninger. Kostnadsnivå for utskifting av turbin vil per i dag ligge mellom 20-40 MNOK per enhet inkl. fjerning og ny installasjon. I tillegg kommer kostnaden for vindturbinen. Disse tallene er meget usikre og basert på et resonnement fra Lyses prosjekt: Forsyning av elektrisk kraft fra småskala offshore vindkraftanlegg til olje- og gassinstallasjoner ref./13/.

8.3 Kraftproduksjonssystemers nedetid

Kraftproduksjonssystemene offshore har normalt en meget høy tilgjengelighet. For vindparkens del er det forutsatt en teknisk tilgjengelighet fra 85-95 % avhengig av topologi som definert av Lyse. Det forutsettes at større vedlikeholdsprogrammer som f. eks. revisjonsstans på innretningene samkjøres med tilsvarende vedlikeholdsbehov i vindparken slik at vindkraftproduksjonspotensialet utnyttes optimalt. Ved beregning av vindkraftproduksjons-potensiale og potensielle klimagassutslippsreduksjoner er det tatt hensyn til vindparkens tekniske tilgjengelighet i beregningene. I den grad prosessanleggene på innretningene har nedetid utover dette slik at den aktuelle utslippsreduksjonen faktisk blir mindre enn beregnet er det ikke tatt hensyn til her.

8.4 Leveringssikkerhet og pålitelighet

Utgangspunktet for topologi 1-3 er at man ikke velger løsninger som kan bidra til svekking av elektrisk forsyningssikkerhet for mottakerinnretningene. Dette påvirker da løsningene for hvor mye vindkraft som kan fases inn mot autonome kraftsystem av denne typen.

Risiko for nedetid i elektrisk forsyning av installasjonene må vurderes i forhold til kostnader og konsekvenser som følge av slik nedetid. Innretninger som har knutepunkt-, og pumpe funksjoner for gassrørledninger fra andre felt krever for eksempel høyere redundans på kraftforsyningen enn det interne behovet på innretningen skulle tilsi.

For topologi 4 (A og B) er utgangspunktet at man erstatter kraftproduksjonen med gass offshore med en kombinasjon av kraft til/fra land og vind. Her er det valgt en radiell forsyningstopologi. Dette har vært vurdert i tidligere mer omfattende utredninger som for eksempel utviklingen av prosjektet Norway Power Project i 2002. Samme type løsning er også besluttet for innretninger med selvstendig kraftforsyning fra land som Valhall og Gjøa. I utgangspunktet har HVDC stasjonene utstyr med høy tilgjengelighet. Planlagt revisjonsstans er generelt av en karakter som lar seg samordne med revisjonsstans for innretningene, men en samkjøringstopologi hvor eventuelt kraftstasjonene på innretningene er fjernet eller ikke lenger operasjonelle betyr en samordning av revisjonsstans i større utstrekning enn nå. Når det gjelder sjøkabler så er feilraten meget lav, men reparasjonstiden kan potensielt bli betydelig (flere uker). Dette gjør at reservekraftforsyning på innretningene må tilpasses denne situasjonen samt også revisjonsstans på strømforsyningen fra land. Et vesentlig aspekt med feilrate for kabler er nedspyling / steindumping. En betydelig del av rapporterte feil er knyttet til ytre skade pga. anker eller fiskeredsaker og man bør derfor være forsiktig generelt med forutsetningene omkring bruk av pålitelighetstall.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	49 av 54

9 STUDIENS OVERFØRINGSVERDI TIL ANDRE OMRÅDER

Lyse og Unitech har, etter avtale med Oljedirektoratet, avgrenset dette mulighetsstudiet til å vurdere innfasing av vindkraft mot olje- og gassinstallasjoner i Sørliche Nordsjøen. Det antas imidlertid at konsulentarbeidet kan brukes som sammenligningsgrunnlag for å estimere tiltakskost for vindkraft brukt inn i midtre Nordsjø, nordlige Nordsjø og Norskehavet. Dette avsnittet evaluerer og beskriver noen viktige elementer av studiens relevans for de andre områdene

Rapporten "Kraft til land fra norsk sokkel", ref. /1/ beskriver effektbehovet for de ulike områdene som er en god indikasjon på hvor innfasing av vindkraft det vil gi størst besparelser.

9.1 Geografiske forhold

9.1.1 *Havdypets innvirkning på valg av fundament*

Vindturbinfundamenter er en avgjørende kostnadsfaktor, særlig på dypt vann, og er en av de elementer som blir betydelig forskjellig for de ulike områdene med varierende havdyp. Det finnes en del konsepter for bunnfaste fundamenter opp til 70 meter hvor et par av disse også kan utvikles til 100 meter. Det er imidlertid ikke bare selve fundamentet som setter dybdebegrensningen, men også tilgjengeligheten av installasjons fartøy for tårn og vind turbin. Installasjon av vind turbin er en så værkritisk operasjon at det anbefales å unngå bruk av flytende løftefartøy og heller satse på jack-up fartøy/rigger. Hvis fundament og vindturbin derimot monteres ved land og fløtes vertikalt til lokasjon vil behovet for installasjonsfartøy for vindturbin elimineres og bunnfaste fundamenter ned mot 100m dyp blir mer realistisk. Vi får da følgende mulige fundamenter for de 4 områdene med petroleumsinnretninger:

- Sørliche Nordsjø: Havdyp ca. 70m – Bunnfaste fundamenter.
- Midtre Nordsjø: Havdyp 80m til 130m – Flytere eller mulig nyutvikling av bunnfaste fundamenter.
- Nordlige Nordsjø: Havdyp 140 til 300m – Flytere.
- Norskehavet: Havdyp ned mot 350m- Flytere.

For mer informasjon om typer fundamenter, ref. avsnitt 3.2.

9.1.2 *Havdypets innvirkning på kraftsystemet*

For selve kraftsystemet vil økt dybde representere en mer begrenset merkostnad i forhold til legging av kabel og selve kabellengden. Det er kapasitet rent teknisk for legging og nedspyling av kabler på de aktuelle dybder. For flytende plattformer vil man også ha problemstillingen med dynamisk konstruksjon av kabel og da eventuelt med frittheng type inntak. Dette gjelder i utgangspunktet ved anvendelse av kabel over 36 kV isolasjonsklasse. Merkestnad ved dette er likevel begrenset, men det må kvalifiseres teknisk løsning for hvert tilfelle.

9.1.3 *Avstand fra land*

For topologi 4 vil avstand til land naturligvis bety en del. Avstanden er størst fra Sørliche Nordsjøen til land (omkring 300km), Midtre Nordsjø har ca 200km til Kårstø og de to nordligste områdene har omtrent 150 km til land. En eventuell forbindelse til Mongstad området fra Gullfaks / Snorre (Nordlige Nordsjø) som er ca. 160 km bør vurderes. Disse to innretningene representerer et relativt stort effektpotensiell til sammen og har samme frekvens (60 HZ). Med referanse til mulighetsstudie for ringkabelsystem på Tampen 2009 (Novatech) så utgjør dette ca. 120 MW etter 2020.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	50 av 54

9.2 Kostnader

Estimerte kostnader for kraftsystem topologi 1-4 sin overføringsverdi til andre sokkelområder avhenger av en del faktorer. Størrelsen av de enkelte innretninger som skal motta vindkraft i et autonomt system, herunder kraftstasjon og elektrisk effektforbruk, vil bety en del. For Sørilige Nordsjø er det forutsatt inntakstransformatorer for 36 kV kabel fra vindturbiner innenfor 40 MVA og dette er størrelser som kan løftes inn på innretningen uten dedikert kranfartøy (topologi 1-3).

Ved større ytelser vil man få en terskelkostnad på innretningene fordi det da blir nødvendig med kranfartøy og ikke minst fordi plassering av inntaksstasjonen på plattformen i større grad betyr mer omfattende inngrep i form av balkonger eller fjerning av annet utstyr for å få plass. Overføringsverdien er derved ansett for å være bedre dersom man holder seg til sammenlignbare ytelser. For Tampen området vil en maksimalisering av mulig innfaset vindkraft i autonome kraftsystem (per plattform eller som samkjøring) basert på ytelser og effektbehov være større enn for Sørilige Nordsjø, men det betyr altså eventuelt også en terskelkostnad på mottakerinnretningene.

Havdybden og type fundament gir også en av de variable kostnadene. Som eksempel kan nevnes et overslag på 20-25% påslag for fabrikkasjonskostnad av spesifikt understell ved å gå fra 70m til 100m.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	51 av 54

10 REFERANSER

Merk: Noen av referansene under er konfidensielle.

- 1) Kraft fra land til norsk sokkel, etatsgruppen OD, SFT, NVE og Ptil, januar 2008
 - 2) *(Konfidensiell)*
 - 3) *(Konfidensiell)*
 - 4) Elektrifisering av norsk sokkel – Rigg konsept, Global Maritime, rev. 2, november 2007, GM-825-002-R01
 - 5) *(Konfidensiell)*
 - 6) ABB, budsjettkostnadsdata for 1000 MW HVDC light transmisjonssystem
 - 7) ABB, budsjettkostnadsdata for transformatorer og GIS bryteranlegg
 - 8) OD 09/44 Offshore wind technology and costs Status and perspectives for 2020 and 2030, John Olav Tande, Sintef 2009
 - 9) GWEC, Global Wind 2008 Report
 - 10) International Energy <http://en.in-en.com/article/News/Renewable/html/2009032010832.html>
 - 11) *(Konfidensiell)*
 - 12) Study of the cost of offshore wind generation, DTI 2007
 - 13) *(Konfidensiell)*
 - 14) Presentasjon på FoU Sintef Seminar i Trondheim, Statnett – offshore kraftnett, Kjartan Hauglum 22.01.2009
 - 15) European Wind Farm Project Costs History and Projections 2008 Study, Garrad Hassan, 13.10.08
 - 16) Melding om planlegging av Sørlege Nordsjøen vindkraftanlegg , Lyse, 2008
-

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	APPENDIKS I

APPENDIKS I – VINDTEKNISKE FORUTSETNINGER

Dette avsnittet lister opp de vindtekniske forutsetningene for offshore vindkraft installert i Sørlige Nordsjøen i tilknytning til petroleumsinnretningene som beskrevet i topologi 1-4 og for Valhall.

Middel vindstyrke 90 m

10,7 m/s er basert på målinger fra Ekofisk og brukes for alle topologier i disse beregningene.

Teknisk tilgjengelighet

Vindturbinens tekniske tilgjengelighet er påvirket av nedetid i form av vedlikehold, reparasjoner, venting på værvindu, forsinkelse av fartøy etc. Dagens vindturbiner, også de som er laget for offshore formål, har i mange tilfeller vist seg å kreve hyppige planlagte og uplanlagte besøk og har i startfasen ikke oppnådd den tekniske tilgjengelighet som er forutsatt i denne studien. Det gjøres mye forsknings- og utviklingsarbeid på dette feltet og denne studien forutsetter at en generasjon offshore vindturbiner med større driftssikkerhet er kommersielt tilgjengelig i 2015. Det må også understrekes at den tekniske tilgjengelighet er i gjennomsnitt over prosjektets levetid.

Teknisk tilgjengelighet er også avhengig av tilkomst og værvindu. Denne studien forutsetter et tilkomstsystem som gjør det mulig å entre vindturbinen i opp til 2,5 m signifikant bølgehøyde.

Vaketap

I følge Kjeller vindteknikk vil det være minimalt vaketap i T1 og T2 da turbinene knapt vil skygge for hverandre. I store parker som T4A/B skygger vindturbiner for hverandre og vaketapet blir dermed større.

Andre tap

Andre tap er tap i kabelnettverk.

Brutto og netto brukstid

Brukstid er forholdet mellom årlig produksjon og installert ytelse.

Brutto brukstid regnes ut i fra vindstyrke og vindturbinens produksjonskurve. Brutto brukstid minus vaketap, teknisk utilgjengelighet og andre tap gir netto brukstid.

Driftkostnader

Driftkostnader er direkte avhengig av antall planlagte vedlikehold, uplanlagte reparasjoner, tilkomst og venting på værvindu og baserer seg på forutsetningene i tabellen over. Det er en fordel for drift å samle vindturbiner i en park, derfor er driftkostnader lavere for T3 og T4A/B enn i de to første topologiene der vindturbinene står spredd og i nærheten av petroleumsinnretningene. I T4B forutsetter studien stordriftsfordeler og at idriftsettelse er lengre frem i tid.

Vedlikehold og reparasjoner

Som vist i tabellen over forutsetter T1, T2 og T3, T4A to planlagte vedlikehold i året, samt ≤ 3 uplanlagte reparasjoner. T4B har oppstart litt lenger frem i tid og studien forutsetter færre uplanlagte reparasjoner per år. Dette vil øke den tekniske tilgjengeligheten. Disse tallene er basert på at det eksisterer en ny generasjon vindturbiner laget for offshore forhold.

Dybde

Det forutsettes at vindturbiner i topologi T1 og T2 og vindparker i topologi T3 og T4A/B står i nærheten av petroleumsinnretninger på 70 meters dyp. For T4A/B er plassering i større avstand fra

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	APPENDIKS I

petroleumsinnretningene helt uproblematisk. Her antas det å bli en avveining mellom bunnforhold, vanddybder og kabellengder.

Tabellen nedenfor oppsummerer de vindtekniske forutsetninger for denne studien.

Figur I.I Vindtekniske forutsetninger

Topologi ferdig installert i år	T1	T2	T3	Valhall	T4A	T4B
	2013	2014	2014	2015	2016	2018
Antall MW installert	55 MW	45MW	45MW	110MW	150MW	875MW
Middel vindstyrke 90m	10,7 m/s	10,7 m/s	10,7 m/s	10,7 m/s	10,7 m/s	10,7 m/s
Teknisk tilgjengelighet	85%	85%	85%	90%	90%	95%
Vaketap	2%	2%	2%	7%	7%	13%
Andre tap	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Total tilgjengelighet	79%	79%	79%	79,5%	79,5%	78,5%
Brutto brukstid	5270	5270	5270	5270	5270	5270
Netto brukstid	4170	4170	4170	4190	4190	4138
Netto produksjon GWh	229	188	188	461	629	3621
Driftkostnader NOK per kWh	0,30	0,30	0,25	0,25	0,25	0,20
Antall uplanlagte reparasjoner turbin	<=3	<=3	<=3	1	1	1
Antall planlagte vedlikehold turbin	2	2	2	2	2	2

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	APPENDIKS II

APPENDIKS II – BEREGNING AV PRODUKSJONSVOLUM OG UTSLIPPSREDUKSJONER

Forutsetninger

Det er tatt utgangspunkt i ref. /13/ og vindkraftproduksjonspotensialet beregnet av Kjeller Vindteknikk, dvs. brutto 52,7 GWh for vindparken bestående av to vindturbiner i Ekofiskområdet. For denne nye studien antas identisk produksjonspotensiale for alle vindturbinene i hele Sørlege Nordsjøen tilsvarende brutto $52,7:2 = 26,35$ GWh for hver turbin. Dette gir da et netto produksjonspotensiale pr. turbin = 20,85, 20,95 og 20,69 GWh for hhv. topologi 1-3, 4A og 4B basert på følgende tilgjengelighet og tapsdata:

Kun erstatning av gass regnet inn.

Tabell II.1 Teknisk tilgjengelighet, vaketap, andre tap vindturbiner

	Topologi 1-3	Topologi 4A	Topologi 4B
Teknisk tilgjengelighet [%]	85	90	95
Vaketap [%]	98	93	87
Andre tap [%]	95	95	95

Verdiene fremkommer av formelen:

Netto produksjon = Brutto produksjon x (1-vaketap) x teknisk tilgjengelighet x (1-andre tap) = $(52,7:2) \times (1-0,02) \times 0,9 \times (1-0,05) = 20,85$ GWh for topologi 1-3.

For beregning av klimagassutslipp legges følgende forutsetninger til grunn:

- Brennverdi for brenngass til gassturbinene = 40 MJ/Sm³ (40 MJ = 0,01112 MWh)
- Midlere virkningsgrad for gasskraftverk før samkjøring med vindkraft = 34 %
- Midlere virkningsgrad for gasskraftverk ved samkjøring med vindkraft = 29 %
- CO₂ utslipp = 2,36 kg/Sm³ brenngass
- NO_x utslipp = 0,9 g/Sm³ brenngass for standard gassturbiner mens DLE (Dry Low Emission) type turbiner (Ekofisk 2/4-J) forutsettes 0.18g/Sm³ brenngass
- I beregningene for NO_x utslipp er det brukt midlere verdier som fremkommer slik:
 - Topologi 1 med 11 turbiner: $(4/11) \times 0.18 + (7/11) \times 0.9 = 0.638$ g/Sm³
 - Topologi 2 og 3 med 9 turbiner: $(4/9) \times 0.18 + (5/9) \times 0.9 = 0.58$ g/Sm³
 - Topologi 4A og 4B: Her beregnes midlere verdi for g/Sm³ etter lasten på Ekofisk og Ula, $(38/75) \times 0.18 + (37/75) \times 0.9 = 0.535$ g/Sm³

Tilleggsgrep som konsekvens av redusert virkningsgrad

For å ikke redusere tilgjengeligheten i kraftsystemene på de ulike innretningene forutsettes det at tilstrekkelig roterende reserve til enhver tid er i drift slik at gassturbingeneratorene kompenserer uten avbrudd i forsyningen ved variasjoner i vindforholdene. Det er lagt til grunn i topologivalgene at turbinene skal kjøres med minimum 40 % belastning. Dette medfører som nevnt over at virkningsgraden antas redusert med 5 % hvilket medfører følgende tilleggsgrep i klimagassutslippene:

Topologi 1-3: Produksjonspotensiale pr. vindturbin = 20,85 GWh

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	APPENDIKS II

For å produsere 20,85 GWh i gasskraftverket med virkningsgraden redusert fra 34 til 29 % blir tilleggsforbruket av gass

$$20850/0,01112*0,29 - 20850/0,01112*0,34 = 950811 \text{ Sm}^3$$

som medfører følgende tilleggsutslipp av klimagasser:

$$950811*2,36/1000 = 2244 \text{ tonn CO}_2$$

For NO_x:

$$\text{Topologi 1: } 950811*0,638/1*10^6 = 0,61 \text{ tonn NO}_x$$

$$\text{Topologi 2 og 3: } 950811*0,58/1*10^6 = 0,55 \text{ tonn NO}_x$$

For topologi 4A og topologi 4B er utgangspunktet at hele kraftproduksjonen på plattformene er nedstengt og da regnes ikke tilleggsutslipp som følge av redusert virkningsgrad.

Vindkraftproduksjonspotensiale og reduserte klimagassutslipp

I topologi 1 inngår det 11 vindturbiner. Det gir følgende produksjonspotensiale og klimagassreduksjoner:

$$\text{Vindkraftproduksjonspotensiale: } 11*20,85 = 229,35 \text{ GWh}$$

$$\text{Potensielle klimagassreduksjoner: } (229350/0,01112*0,34)*2,36/1000 - 11*2244 = 118478 \text{ tonn CO}_2 \text{ og } (229350/0,01112*0,34)*0,638/1*10^6 - 11*0,86 = 32 \text{ tonn NO}_x$$

Resultatene for tilsvarende beregninger for topologiene 2 og 3 med 9 vindturbiner er vist i tabellen under.

For topologi 4A og 4B er de roterende svinggass turbinene erstattet med landforbindelse. Da erstattes hele produksjonen på gasskraft med kraft fra land og kraft fra vindturbiner. Netto produksjonspotensiale og klimagassutslippsreduksjoner fremkommer da som følger:

Midlere effektforbruk som erstattes er 75 MW. Dette er et produksjonsvolum på 657 GWh.

$$\text{Dette gir da en tilhørende klimagassutslippsreduksjon } (657000/0,01112*0,34)*2,36/1000 = 410103 \text{ tonn CO}_2 \text{ og } (657000/0,01112*0,34)*0,535/1*10^6 = 93 \text{ tonn NO}_x$$

For topologi 4A inngår 30 vindturbiner. Dette gir da et netto produksjonspotensial $30*20,95 = 628,5$ GWh pr år. For topologi 4B blir i utgangspunktet utslippsreduksjonen den samme som for 4A så lenge man kun betrakter utslipp på plattformene. Imidlertid øker vaketap noe ved større vindpark og det vil derved kreve noe over 30 turbiner for å oppnå samme produksjonspotensial som 4A. Ved 31 turbiner vil man ha et potensial på $31*20,69 = 641,4$ GWh som ligger litt over 4A

Dette gir da følgende tabell for alle topologiene:

Tabell II.1 Netto produksjonspotensiale og reduksjon av klimagassutslipp

	Topologi 1	Topologi 2	Topologi 3	Topologi 4A	Topologi 4B
Netto produksjonspotensiale pr år [GWh]	229,35	187,65	187,65	657	657
Potensielt redusert CO ₂ utslipp pr år [tonn]	118478	96936	96936	410103	410103
Potensielt redusert NO _x utslipp pr år [tonn]	32	23,8	23,8	93	93

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	APPENDIKS III

APPENDIKS III – KRAFTSTASJONSDATA SØRLIG NORDSJØ

Tabell III.1 Kraftstasjonsdata sørlige Nordsjø

Installasjon	Kjente data
Ula	<ul style="list-style-type: none"> • Lastdata: <ul style="list-style-type: none"> ○ Full prod, vanninj og boring 36,82 MW ○ Full prod og vanninj, ingen boring 32,57 MW ○ Full prod og boring, ingen vanninj 24,65 MW ○ Dimensjonerende last 37 MW • Generatorkonfigurasjon <ul style="list-style-type: none"> ○ GTGs 3x15 MW, 6,6 kV (max tilgjengelig effektuttak ca. 13 MW)
Gyda	<ul style="list-style-type: none"> • Lastdata <ul style="list-style-type: none"> ○ Dimensjonerende last 15 MW • Generatorkonfigurasjon <ul style="list-style-type: none"> ○ GTGs 4x7 MW, 6,6 kV
Ekofisk	<ul style="list-style-type: none"> • Lastdata <ul style="list-style-type: none"> ○ Normallast 28 MW (makslast 32 MW) ○ Future 38 MW ○ Dimensjonerende last 38 MW • Generatorkonfigurasjon <ul style="list-style-type: none"> ○ GTGs LM2500 2x21 MW, 13,8 kV på EKO J, begge utrustet med WHRU, min. 1 LM2500 belastet med 14 MW eller mer må kjøre for å generere prosessvarme ○ GTGs 3x3,8 MW, 6 kV på EKO K
Eldfisk	<ul style="list-style-type: none"> • Lastdata <ul style="list-style-type: none"> ○ Dimensjonerende last 10 MW • Generatorkonfigurasjon <ul style="list-style-type: none"> ○ Damp turbin 1x10 MW, forsynes fra WHRUs på GTs for direkte drevne vanninjeksjonspumper
Valhall	<ul style="list-style-type: none"> • Lastdata <ul style="list-style-type: none"> ○ Dimensjonerende last 65 MW • Kraftforsyning <ul style="list-style-type: none"> ○ Forsyning over HVDC kabel fra land med nominell ytelse 78 MW

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	APPENDIKS IV

APPENDIKS IV – ENLINJESKJEMA TOPOLOGI 1-4

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	APPENDIKS V

APPENDIKS V – FISKERI- OG MILJØKONSEKVENSER

De neste avsnitt er hentet fra Lyses forhåndsmelding "Melding om planlegging av Sørlige Nordsjøen vindkraftanlegg", ref./16/.

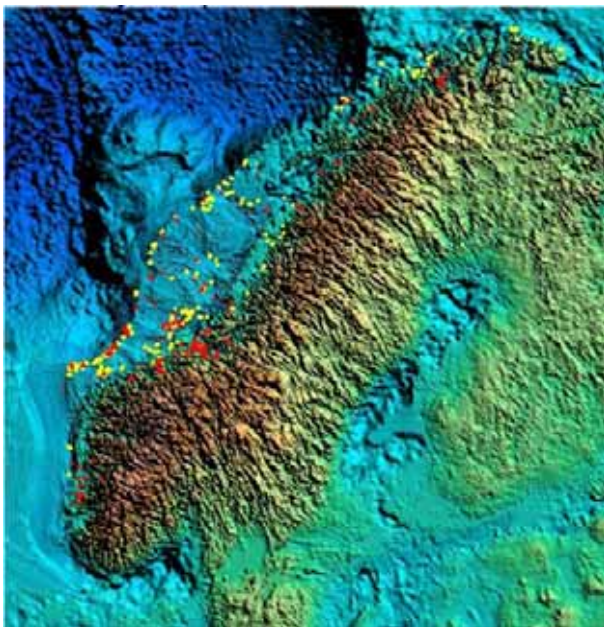
Naturressurser

Foreløpige vurderinger tyder ikke på at installasjon av vindturbiner, fundamenter og kabler i området vil ha vesentlige konsekvenser for naturressurser og -verdier som fugl, sjøpattedyr, fisk og bunnfauna i området. Vurderingen baserer seg dels på kartlegging av naturressurser og økosystem i området utredet i RKU for Nordsjøen, samt resultat av et mangeårig dansk miljøovervåkningsprogram utført i de to store offshore vindparkene Horns Rev og Nysted. Utredninger knyttet til prosjekter i Skottland og Tyskland er også benyttet som underlagsmateriale. Noen relevante oversiktsfigurer over viktige naturressurser, naturverdier og samfunnsinteresser fra den regionale konsekvensutredningen er vist i meldingen (figur V.1-V.8). Eventuelle planlagte tiltak bør legges utenom viktige forekomster av korallrev, gyteområder for viktige fiskearter og de mest brukte fiskeriområdene. Områder som er spesielt viktige i myteperioden for sjøfugl bør også unngås, i tillegg til at området bør ha få observasjoner av sjøpattedyr som hvaler og springere. Det er ikke gitt at etablering av et vindkraftanlegg vil ha negative konsekvenser for de ulike artsgruppene som er nevnt her, men ved at viktige funksjonsområder er unngått allerede ved valg av plassering av anlegget, minimeres potensialet for konflikter tidlig i planprosessen. I de danske undersøkelsene ble det ikke funnet negative effekter for en viktig fiskeart som tobis. For fuglearter ble det ikke observert kollisjoner i forbindelse med undersøkelsene, men artspesifikke barrierevirkninger ble funnet. Det vil si at enkelte fuglearter helst flyr utenom vindkraftanleggene. For fuglearter som unnviker anlegget kan dette medføre tap av leveområder. I Tyskland er flaggermus som er omkommet i kollisjoner med vindturbiner et fokusområde. Flaggermustrekk over Nordsjøen er ikke kartlagt, så det er usikkert om tiltaket berører trekkområder for flaggermus. Selve utbyggingen kan i kortere tidsrom gi negative effekter for ulike arter, blant annet ved pøling og nedspyling av sjøkabel. Erfaringer fra andre prosjekter bør i stor grad kunne benyttes for å minimalisere negative virkninger.

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	APPENDIKS V

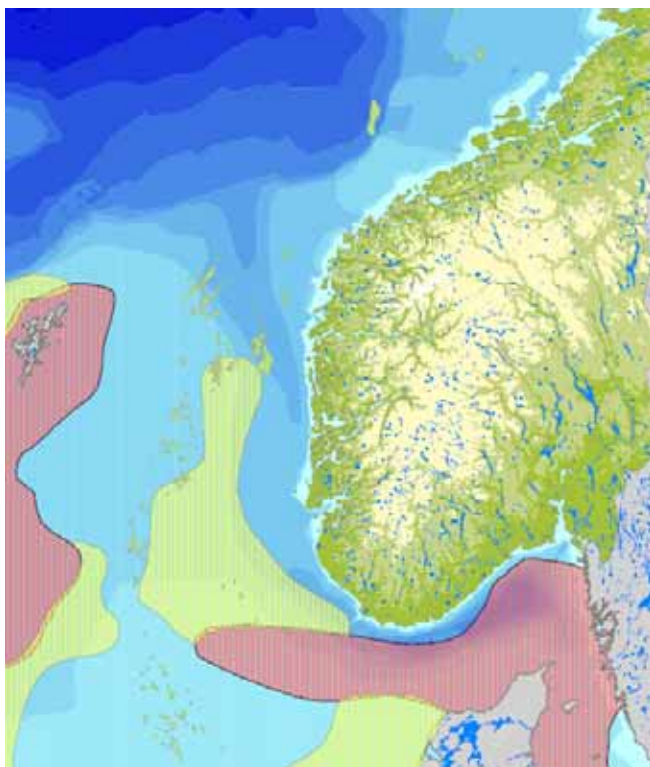


Bilde V.1. Alke er en av fugleartene det kan være aktuelt å ha fokus på i en eventuell konsekvensutredning.
Illustrasjonsfoto: Roy Mangersnes



Figur V.1. Oversikt over kjente korallrev langs Norskekysten. De gule prikkene er basert på rapporter fra fiskere mens de røde er forekomster beskrevet i litteraturen eller undersøkt av Havforskningsinstituttet. Kilde: Havforskningsinstituttet

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	APPENDIKS V

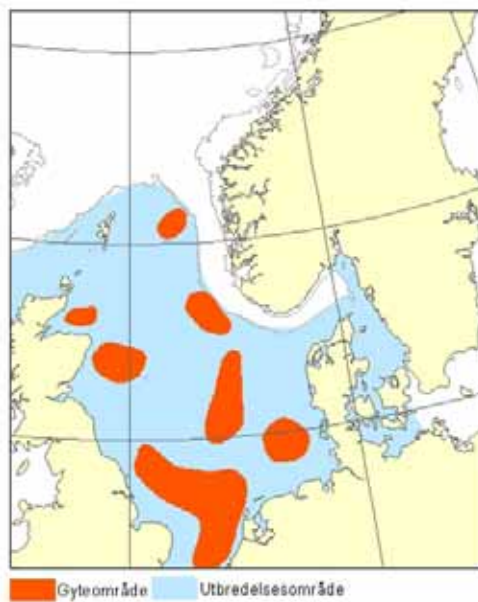


Figur V.2 Oversikt over viktige sjøfuglområder i myteperioden (sårbarhet er vurdert i forhold til oljeforurensning). Røde områder er klassifisert med "høy sårbarhet", mens gule har "moderat sårbarhet". Høy sårbarhet gjelder særlig lomvi og alke. Olje- og gassfeltene i Nordsjøen vises også i figuren. Kilde RKU, Beskrivelse av miljøtilstanden.



Figur V.3. Utbredelses- og gyteområde for sild i Nordsjøen. Klilde: Havforskningsinstituttet

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	APPENDIKS V

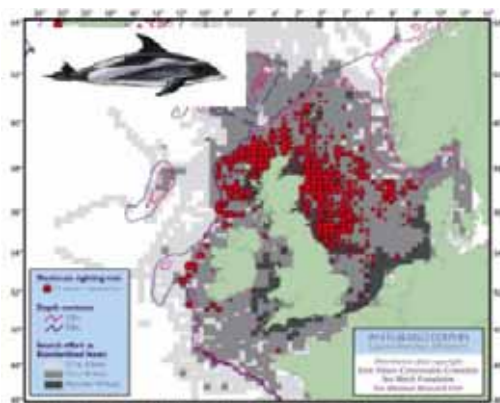


Figur V.4. Utbredelses- og gyteområde for torsk i Nordsjøen. Kilde: Havforskningsinstituttet



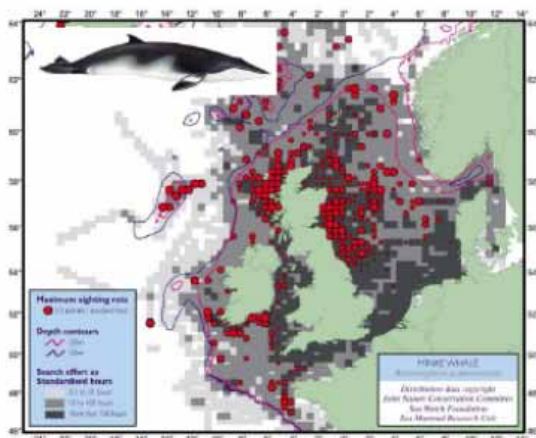
Figur V.5 Utbredelses- og gyteområde tobis i Nordsjøen. Kilde: Havforskningsinstituttet

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	APPENDIKS V



Figur 7-12. Observasjoner av kvitnos i Nordsjøen og omliggende farvann. Figuren er hentet fra Joint Nature Conservation Committee sin hjemmeside (<http://www.jncc.gov.uk/page-3355>).

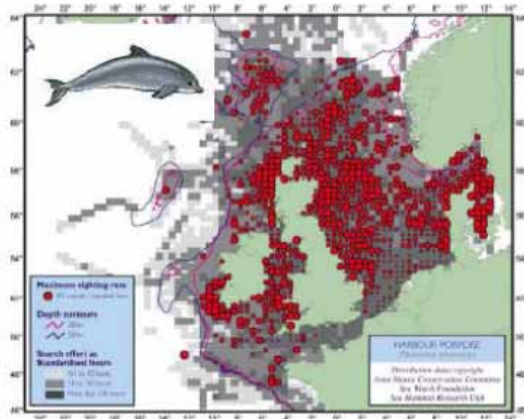
Figur V.6 Observasjoner av kvitnos i Nordsjøen og omliggende farvann. Kilde: Havforskningsinstituttet



Figur 7-10. Observasjoner av vågehval i Nordsjøen og omliggende farvann. Figuren er hentet fra Joint Nature Conservation Committee sin hjemmeside (<http://www.jncc.gov.uk/page-3355>)

Figur V.7 Observasjoner av vågehval i Nordsjøen og omliggende farvann

Mulighetsstudie Vindkraft	WBS:	
	Doc. number:	TBA
	Page:	APPENDIKS V



Figur 7-11. Observasjoner av nise i Nordsjøen og omliggende farvann. Figuren er hentet fra Joint Nature Conservation Committee sin hjemmeside (<http://www.jncc.gov.uk/page-3355>).

Figur V.8 Observasjoner av nise i Nordsjøen og omliggende farvann.

Fiskeri

Det har tradisjonelt foregått et omfattende trålfiske etter tobis i Vestbankenområdet. De siste 6-7 årene er rundt 90 % av all norsk tobisfangst blitt tatt i dette området, og Vestbankenområdet betraktes som kjerneområdet for tobis i norsk økonomisk sone. Fiskebestander og struktur i fiskerinæringen er utredet av Akvaplan-niva AS i den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen, og noen hovedpunkt fra disse utredningene er gjengitt under. Industritrålerne har de siste fem årene erfart et svikt i fiske av blant annet tobis. Statistikk fra Fiskeridirektoratet viser at fangstverdien fra det norske tobisfiske i 2002 var på drøyt 100 mill. kr, mens det i 2004 var redusert til ca 20 mill. kr. I 2004 utgjorde tobis ca 5% av samlet fangst i norsk del av Nordsjøen sør for 62. breddegrad. Som følge av bestandsnedgang var fiske etter tobis i 2006 forbudt, bortsett fra et begrenset organisert prøvfiske i en periode på tre uker. I 2007 pågikk tobisfiske i perioden april-mai. Tobisen spiser dyreplankton, og fisken blir igjen spist av andre fisk som torsk, hving, hyse, sei, sild, makrell og ulike flatfisker. Som en av de mest tallrike og utbredte fiskeslagene i Nordsjøen, spiller tobisen en sentral rolle som bindeledd mellom planktonsamfunnet og høyere trofiske nivåer, der mange av våre mest populære matfisker befinner seg. På den måten bidrar tobisen til å overføre energi i økosystemet. Tobisen er også en av yndlingsfiskene til lundefugl og andre sjøfugler. Samtidig er tobis viktig for norske fiskeoppdrettere, siden den benyttes til produksjon av fiskefôr. Tobisen er fordelt på definerte områder der bunnforholdene er gode (relativt grov sand). Vestbankenområdet er karakterisert av en rekke små felt omgitt av bunn som ikke tillater bruk av tobistrål. På denne grovere bunnen finnes det også tobis. Disse naturlige verneområdene har trolig hatt stor betydning for at det ikke har vært en så omfattende nedgang i fisket på Vestbankområdet, som på mange av de andre tobisfeltene i den nordlige del av Nordsjøen.