



Verdiskaping og sysselsetting

– fagrapport til strategisk konsekvensutredning
av fornybar energiproduksjon til havs

51
2012

R
A
P
P
O
R
T



Verdiskaping og sysselsetting

Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av
fornybar energiproduksjon til havs

Rapport nr 51-12

Verdiskaping og sysselsetting

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Forfatter: Multiconsult

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: Kun digitalt

Forsidefoto:

ISBN: 978-82-410-0840-5

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Desember 2012

Forord

Ved Stortingets behandling av St.meld. nr. 34 (2006–2007) *Norsk klimapolitikk* ble det oppnådd enighet om at det skulle lages en nasjonal strategi for elektrisitetsproduksjon fra vindkraft og andre fornybare energikilder til havs. Loven ble vedtatt i Stortinget 23. mars 2010 og trådte i kraft 1. juli samme år. Av havenergiloven § 2-2 fremgår det at etablering av fornybar energiproduksjon til havs kun kan skje etter at staten har åpnet bestemte geografiske områder for søknader om konsesjon. Det fremkommer også av samme paragraf at før havområder kan åpnes for søknader om konsesjon skal det gjennomføres konsekvensutredninger i områdene.

Denne rapporten er en av 13 fagutredninger utarbeidet i forbindelse med ”*Havvind – strategiske konsekvensutredninger*” (NVE rapport 47). Fagrapporten er utarbeidet av Multiconsult for NVE.

Multiconsult er ansvarlig for innholdet i fagrapporten.

NVE ønsker å takke fagutreder for et godt samarbeid gjennom hele prosjektperioden.

Oslo, desember 2012



Rune Flatby
avdelingsdirektør



Gudmund S. Sydness
prosjektleder

Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – verdiskaping og sysselsetting

Dato: 21.08.2012

Rapporten er utarbeidet av Analyse & Strategi og Multiconsult på oppdrag for NVE/OED



Multiconsult er et ledende, landsdekkende og internasjonalt selskap innen rådgivning og prosjektering. Vi har 1350 medarbeidere over hele landet, fordelt på kontorer fra Kristiansand i sør til Svalbard i nord. Multiconsult opererer i seks forretningsområder: Bygg og eiendom, Industri, Olje og gass, Samferdsel og infrastruktur, Energi og Miljø- og naturressurser.

Analyse & Strategi utfører analyser og rådgivning innen samfunns- og næringsutvikling som bidrar til å øke kvaliteten på viktige beslutninger i offentlig og privat sektor, lokalt, regionalt og nasjonalt. Selskapet har erfarne og dyktige medarbeidere med bred faglig kompetanse. Analyse & Strategi er et heleid datterselskap av Multiconsult.

English Summary

NVE has identified 15 analysis areas for offshore wind power development, and this report evaluates the effects on employment and value-creation resulting from the development of these areas. The calculations are based on cost estimates from Technical Report 2 (Multiconsult, 2012a), estimates of ripple effects and assumptions about what proportion of the deliverables will accrue to the Norwegian economy and local business and industry.

The report divides the analysis areas into 3 categories: (1) near-shore, shallow water, (2) offshore, shallow water and (3) offshore, deep water. The analysis areas are ranked by the scale of their impact on employment and value-creation, and the areas in categories (2) and (3) are shown to produce the greatest effects. These zones are the most cost-intensive to develop and operate, and will accordingly generate the most activity for both the Norwegian economy and local business and industry.

For national value-creation and employment, six of the eight best areas are either offshore, shallow water or offshore, deep water. The areas of Træna fjorden-Selvær and Sandskallen-Sørøya are the two best near-shore, shallow water projects, but, within their category, these are located the furthest from a grid connection point.

With regard to consequences for local business and industry, a simplified analysis was carried out to study the consequences for the region located geographically closest to each zone. Again, we found that the offshore, shallow water and near-shore, deep water analysis areas produce the greatest value-creation and employment effects in neighbouring areas. There also appears to be a tendency for areas in the far North of Norway to win a smaller share of national deliverables, and hence reduced local effects.

Based on the scale of impacts on industry and employment, priority should therefore be given to the analysis areas that are far from the coast or situated in deep water (floating installations); Norwegian industry is highly competitive in such environments and these projects tend to have higher cost levels.

Recommendations for how impact-analysis and licensing procedures could be organised so as to attract commercial interest is dealt with in a separate section (chapter 10) of this report.

Innhold

Sammendrag	6
1 Innledning.....	8
1.1 Begreper og avgrensinger	8
1.2 Struktur på rapporten	9
2 Presentasjon av utredningsområdene	10
2.1 Økonomiske regioner	12
2.2 Oppsummering.....	14
3 Metode og datagrunnlag.....	14
3.1 Beregning verdiskapings- og sysselsettingspotensial.....	14
3.2 Tidshorisont.....	15
3.3 Oppsummering.....	15
4 Faser i livsløpet til et havvindprosjekt og kostnadsanslag	16
4.1 Faser over livsløpet	16
4.1.1 Planlegging og utviklingsfasen.....	17
4.1.2 Utbyggings- og installasjonsfasen	17
4.1.3 Drifts og vedlikeholdsfasen	17
4.1.4 Dekommisjonering	17
4.2 Beregning av CAPEX og OPEX per MW.....	18
4.3 Oppsummering.....	19
5 Multiplikatorer for verdiskaping og sysselsetting	19
6 Norske og regionale andeler	20
6.1 Norsk havvindkompetanse og eksportindustri – situasjonen i dag	20
6.1.1 Kompetanse og internasjonal erfaring.....	20
6.1.2 Utvikling av næringsklynger og FOU	21
6.1.3 Norsk eksportrettet leverandørindustri	22
6.2 Norske andeler – 2020 scenario.....	23
6.3 Regionale andeler – 2020 scenario	24
6.4 Oppsummering.....	28
7 Virkninger for næringsliv og sysselsetting (Resultater).....	29
7.1 Norsk og regional andel av verdiskapingen.....	30
7.2 Teoretisk potensial	30

7.3	Nasjonale virkninger.....	32
7.4	Regionale virkninger.....	33
7.5	Betydning for norsk økonomi.....	35
7.6	Sysselsettingsvirkninger over livsløpet.....	35
7.7	Oppsummering.....	39
8	Betydningen for det lokale næringslivet	39
8.1	Oppsummering.....	41
9	Erfaringer fra andre land	41
9.1	Virkninger for sysselsetting i Storbritannia	42
9.1.1	Antall arbeidsplasser i Storbritannia i dag.....	43
9.1.2	Antall arbeidsplasser i Storbritannia frem mot 2020	43
9.1.3	Antall arbeidsplasser i Skottland frem mot 2020	45
9.2	Verdiskaping i Skottland.....	46
9.3	Andel skotske leveranser.....	46
9.4	Erfaringsoverføring til Norge.....	48
9.5	Oppsummering.....	48
10	Konklusjon - Sysselsetting og næringsliv	49
11	Forholdet til kommersielle aktører – behov og tilrettelegging	51
11.1	Ulike aktørers forventninger er i endring.....	51
11.2	Etablere konkurransedyktige investeringsvilkår	52
11.2.1	Forutsetninger for kommersiell interesse i norsk havvind.....	52
11.2.2	Hvordan få investorer til å investere i en bestemt havvindsone	53
11.2.3	Arena for direkte dialog mellom sentrale kommersielle aktører og investorer	54
11.3	Tilrettelegging av konsesjonsprosessen.....	54
11.3.1	Erfaringer fra utlandet.....	54
11.3.2	Situasjonen i Norge	55
11.3.3	Konsekvensutredninger/konsesjonsprosess for vindkraftverk til havs – Teknologi- og leverandørindustriaktører.....	55
11.3.4	Anbefalinger til NVE / OED	56
11.4	Oppsummering.....	56
	Litteraturliste.....	57
	Vedlegg: Begrunnelse for valg av norske andeler leveranser	58

Sammendrag

NVE har identifisert 15 utredningsområder for utbygging av havvind, og denne utredningen vurderer samfunnsmessige ringvirkninger for sysselsetting og verdiskaping som følge av utbygging av disse områdene. Beregningene er basert på kostnadsanslag fra Fagutredning 2 (Multiconsult, 2012a), samt anslag for hvor mye av leveransene som tilfaller norsk økonomi og det lokale næringslivet.

Rapporten deler utredningsområdene inn i 3 kategorier: (1) *near-shore, shallow water*, (2) *offshore, shallow water* og (3) *offshore, deep water*. Utredningsområdene rangeres etter hvor stor virkningen er for sysselsetting og verdiskaping, og det viser seg at det er områdene i de to siste kategoriene som gir størst effekter. Disse sonene er imidlertid de mest kostnadskrevenne å utvikle og drifte, og de vil derfor skape mest aktivitet både for norsk økonomi og det lokale næringslivet.

Når det gjelder effekter for nasjonal verdiskaping og sysselsetting er seks av de åtte beste områdene enten *offshore, shallow water* eller *offshore, deep water*. Områdene Træna fjorden-Selvær og Sandskallen-Sørøya er de to beste *near-shore, shallow water* prosjektene, det er imidlertid disse som ligger klart lengst ut fra tilknytningspunktet i denne kategorien.

Når det gjelder konsekvenser for det lokale næringslivet er det gjennomført en forenklet analyse som studerer konsekvensene for den regionen som ligger geografisk nærmest hver enkelt sone. Det er også her de utredningsområdene som ligger *offshore, shallow water* og *nearshore, deep water* som gir de største virkningene for verdiskaping og sysselsetting i disse nærliggende områdene. Det ser videre ut til å være en tendens at områdene som ligger langt nord i Norge får en mindre del av de nasjonale leveransene og dermed reduserte lokale effekter som en følge av at disse regionene har færre virksomheter i relevante næringer. Resultatene er presentert i tabellen under.

Rangering av soner basert på nasjonal verdiskaping og sysselsetting (Blå indikator: nearshore, shallow water (NS), Gul indikator: offshore, shallow water (OS) og Rød indikator: offshore, deep water (OD))

Utredningsområde	Sysselsetting	Verdiskaping	Total score	Størrelse (MW)
Sørliche Nordsjø I	2	1	1	1000
Træna vest	1	2	1	1000
Stadthavet	3	3	3	1000
Sørliche Nordsjø II	5	4	4	1000
Frøyabanken	4	5	4	1000
Træna fjorden – Selvær	6	6	6	200
Sandskallen – Sørøya nord	8	7	7	1000
Utsira nord	7	8	7	200
Nordøyan – ytre Vikna	9	9	9	200
Auvær	10	10	10	200
Olderveggen	11	11	11	200
Frøyagrunnene	12	12	12	200

Vannøya nordøst	13	13	13	200
Nordmela	14	14	14	200

Basert på rent samfunnsmessige ringvirkninger for næringsliv og sysselsetting burde man, som det fremgår av tabellen, prioritere utredningsområdene som ligger langt fra kysten eller på dypt vann (flytende fundament), primært norsk industri er svært konkurransekraftig i slike miljø og fordi disse prosjektene generelt har et høyere kostnadsnivå.

I realiteten vil sonenes bedriftsøkonomiske attraktivitet være minst like avgjørende som den samfunnsmessige nytten, da en er avhengig av å tiltrekke seg interesse fra kommersielle utviklere og investorer. Disse vil vurdere norske havvindprosjekter opp mot konkurrerende prosjekter i andre land. For å sikre interesse fra investorer anbefales det derfor at sonene (sett som kommersielle prosjekter) først prioriteres basert på teknologisk og økonomisk attraktivitet (sett fra investorenes perspektiv), før samfunnsøkonomisk nytte brukes til å velge mellom toppkandidatene.

Et av flere sentrale grep for å redusere risikoen for private aktører vil være videre studier for å avklare hva kapasiteten i relevante norske virksomheter kan ventes å være i 2020 i lys av aktivitetsnivået i petroleumsnæringen. Et annet sentralt grep for å redusere usikkerhet/risiko vil være utformingen av en formell konsesjonsprosess som del av et tydelig og ambisiøst nasjonalt veikart inkludert mål og en tidsplan for utplassering i tråd med prinsippene som legges ut i rapportens kapittel 11.

Årsverksbehovet gjennom hele verdikjeden, er beregnet til å utgjøre mellom 71 og 86 årsverk per MW, og byggefasen står for nær 80 prosent av arbeidskraftsbehovet.

Norsk næringsliv har gode forutsetninger for å lykkes i konkurransen om kontrakter innenfor havvind, og industrien vil potensielt ha store positive konsekvenser for norsk økonomi. I hvilken grad dette potensialet faktisk realiseres avhenger i stor grad av politisk vilje til å legge til rette for investeringer, i tillegg til ledig kapasitet i norsk økonomi generelt fremover. Det siste bestemmes i av aktivitetsnivået i petroleumsnæringen mot 2020.

1 Innledning

Det overordnede formålet med denne utredningen er å vurdere potensielle virkninger for sysselsetting og næringsliv som kan følge av vindkraftutbygging i de 15 utredningsområdene som NVE har definert, med spesielt fokus på eksportrettet industri. De faktiske sysselsettingseffektene vil i tillegg til fremdrift og fasing av en eventuell havvindsatsing også bestemmes av ledig kapasitet i norsk økonomi. Tilgangen på arbeidskraft i relevante næringer vil i stor grad bestemmes av aktivitetsnivået i petroleumssektoren. For å gi et godt bilde av de kumulative virkningene legges det til grunn i beregningene for sysselsettings- og verdiskapingsvirkninger at alle sonene bygges ut.

Anbefalinger for hvordan konsekvensanalyse- og konsesjonsprosessen kan innrettes for å tiltrekke seg næringsinteresser er behandlet som et enkeltstående kapittel 11 til denne rapporten.

1.1 Begreper og avgrensinger

I det følgende gis en oversikt over begreper og avgrensninger som er benyttet i denne utredningen. Til grunn for beregningene i rapporten ligger en rekke antagelser om markedsutvikling, teknologiutvikling og kostnadsutvikling. Disse antagelsene vil bli nevnt i denne rapporten, men for å få en full oversikt over antagelsene henvises leseren til Fagutredning 2 – Teknologi og kostnadsutvikling (Multiconsult, 2012a).

Rangeringskriterium

Det legges til grunn at målbare virkninger for sysselsetting og næringsliv kan måles ved å benytte sysselsetting målt som årsverk og verdiskaping målt ved bruttoproduktet. De ulike sonene rangeres etter nasjonal sysselsetting og verdiskaping per MW, sett over en 25-årsperiode. Begge rangeringskriterier inngår med lik vekt.

Varige arbeidsplasser

Sysselsettingsvirkningene i alle faser bortsett fra drifts og vedlikeholdsfasen må tolkes som et midlertidig arbeidskraftsbehov.

Det går ikke frem av beregningene om sysselsettingsvirkningene betyr at det skapes nye arbeidsplasser. Tallene som er estimert viser det antatte arbeidskraftsbehovet for å planlegge, bygge, drifte og avvikle en havvind-sone. Hvorvidt disse arbeidstagerne hentes fra eksisterende næringer, arbeidsinnvandring eller skaper arbeidsmuligheter for eller arbeidsledige personer er ikke vurdert.

Direkte virkninger

Virkninger for sysselsetting og verdiskaping som beregnes tilsvarer de direkte virkningene. Det er imidlertid ikke det samme som den samlede virkningen. For å beregne den samlede effekten for norsk økonomi (indirekte og direkte virkninger) må en makroøkonomisk modell benyttes, for eksempel den som blir benyttet i Statistisk sentralbyrå, MODAG. Slike modeller tar hensyn til fortrenningseffekter som følge av økt etterspørsel i en økonomi. Den tar også hensyn til konsumvirkninger ved at økt sysselsetting fører til økte inntekter som igjen fører til økt forbruk av varer og tjenester. Dette fører igjen til økt produksjon av varer og tjenester og dermed økt sysselsetting og økte inntekter. Når det gjelder konsekvenser lokalt næringsliv understrekes det at

analysen er forenklet, og studerer konsekvensene for den regionen som ligger geografisk nærmest hver enkelt sone.

Verdiskaping

Rapporten benytter bruttoprodukt som mål på verdiskaping. For Norge som helhet blir dette begrepet omtalt som bruttonasjonalprodukt. Verdiskaping målt på denne måten tilsvarer driftsresultatet i bedriftene pluss lønnskostnadene. Det er den samme inndeling som verdiskaping målt med inntektsmetoden i nasjonalregnskapet.

Det gjelder også for virkningene for verdiskaping at det er de direkte virkningene som måles. Det innebærer at det ikke tas hensyn til at norske leverandører benytter importerte varer i sin produksjon av varer og tjenester. Metoden har dermed en tendens til å overvurdere virkningene for verdiskaping.

Sammenlignbarhet med resultater fra andre land

Rapporten gjennomgår studier fra Storbritannia som et bakteppe for analysen av det norske potensialet, og kunne trekke ut læringspunkter. Studiene er imidlertid ikke direkte sammenlignbare, da de britiske studiene fokuserer på potensial for arbeidsplasser og verdiskaping i en fremtidig havvindbasert næring. Antallet arbeidsplasser og verdiskapingsvirkningene gjennom livsløpet til konkrete havvindprosjekt går således ikke eksplisitt frem av disse analysene.

Kumulative virkninger

Siden rapporten ser på utvikling av 15 soner over 25 år beregnes årsverksbehovet ved å utvikle alle sonene. Dette er mer relevant i en analyse som skal brukes til å kunne vurdere ulike soner opp mot hverandre.

Økonomisk region

Økonomisk region er benyttet som avgrensningen for lokale leveranser. Økonomisk region er et nivå mellom kommune og fylke, definert av Statistisk sentralbyrå (2012). Kriteriet for at et område er en økonomisk region er at det kan sees på som område med felles arbeidsmarked og varehandel.

Utredningsområde/sone

15 områder er identifisert i havvindrapporten som NVE publiserte i oktober 2010: Havvind – Forslag til utredningsområder (Statistik sentralbyrå, 2012). Her brukes begrepene utredningsområde og sone som begge refererer til de 15 områdene identifisert i havvindrapporten.

1.2 Struktur på rapporten

Utredningen består av 11 kapitler og vedlegg, og er strukturert på følgende måte:

- Kapittel to presenterer nøkkeldata for de 15 sonene. Det fokuseres her på sonenes fysiske karakteristikk som er av betydning for beregning av virkninger for sysselsetting.
- I kapittel tre redegjøres det for den metodiske tilnærmingen som er benyttet for å beregne virkningene for sysselsetting og verdiskaping. Her defineres også prosjektenes tidshorisont med basert blant annet på forutsetningene at utbyggingsprosessen for alle sonene starter i 2020.

- Kapittel fire gir en introduksjon til kostnadsutviklingen over livsløpet til et havvindprosjekt. Dette inkluderer anslag for CAPEX og OPEX per megawatt, hentet fra Fagutredning 2, og er selve grunnlaget for modellen. Det er derfor hensiktsmessig å presentere disse anslagene i en oppsummert versjon.
- I kapittel fem presenteres multiplikatoren som er benyttet for å beregne sysselsetting og verdiskaping.
- Forutsetninger som er gjort for å beregne norsk og regional sysselsetting i et 2020-scenario presenteres i kapittel seks. Som en innledning til 2020-scenariot presenteres også nåsituasjonen med hensyn til norsk kompetanse og industri innen havvindsektoren.
- I kapittel sju presenteres de økonomiske konsekvenser målt i verdiskaping og sysselsetting ved å utvikle og drifte de 15 utpekte sonene over en 25-årsperiode. Både det teoretiske potensialet, anslag for norsk økonomi og regionale konsekvenser blir tatt med i vurderingen.
- Kapittel åtte vurderer av de regionale effektene for de ulike økonomiske regionene.
- Kapittel ni studerer erfaringer med havvindutbygging i andre land for å ha et referansepunkt for sammenligning. Her fokuseres det på erfaringer fra Storbritannia og Skottland.
- I kapittel ti, som er konklusjonskapitlet, rangeres sonene etter nasjonal sysselsetting og nasjonal verdiskaping per MW. Dette gir den samlede rangeringen.
- Kapittel 11 er et frittstående kapittel peker ut hvordan konsesjonsprosessen bør innrettes for å tiltrekke seg kommersielle aktører.

2 Presentasjon av utredningsområdene

Formålet med dette kapitlet er å presentere relevante nøkkeltall for de 15 sonene, avgrenset til data for sonenes fysiske karakteristikk som er av betydning for beregning av virkninger for sysselsetting (se kapittel 8). Tabell 1 gir en oversikt over tekniske data for hver av de 15 sonene.

Tabell 1: Oversikt over tekniske data for de ulike sonene (Multiconsult, 2012a)

Sone	Kapasitet (MW)	Lengde på eksportkabel (km)	Gjennomsnittsdybde (m)
Sørliche Nordsjø II	1 000	171	57
Sørliche Nordsjø I	1 000	200	63
Utsira nord	1 000	29-57	272
Frøyagrunn	200	16-37	32
Olderveggen	200	26-522	38
Stadthavet	1 000	88-116	203
Frøyabanken	1 000	78-112	175
Nordøyan – ytre Vikna	200	18-64	28
Træna vest	1 000	104-133	243
Trænafjorden – Selvær S	200	68	41
Gimsøy Nord	200	21	20
Nordmela	200	4-36	31
Auvær	200	33-54	26
Vannøya nordøst	200	27	42
Sandskallen – Sørøya nord	200	53	48

Med utgangspunkt i avstand fra området til land og gjennomsnittsdybde kan de 15 sonene dele inn i tre hovedkategorier:

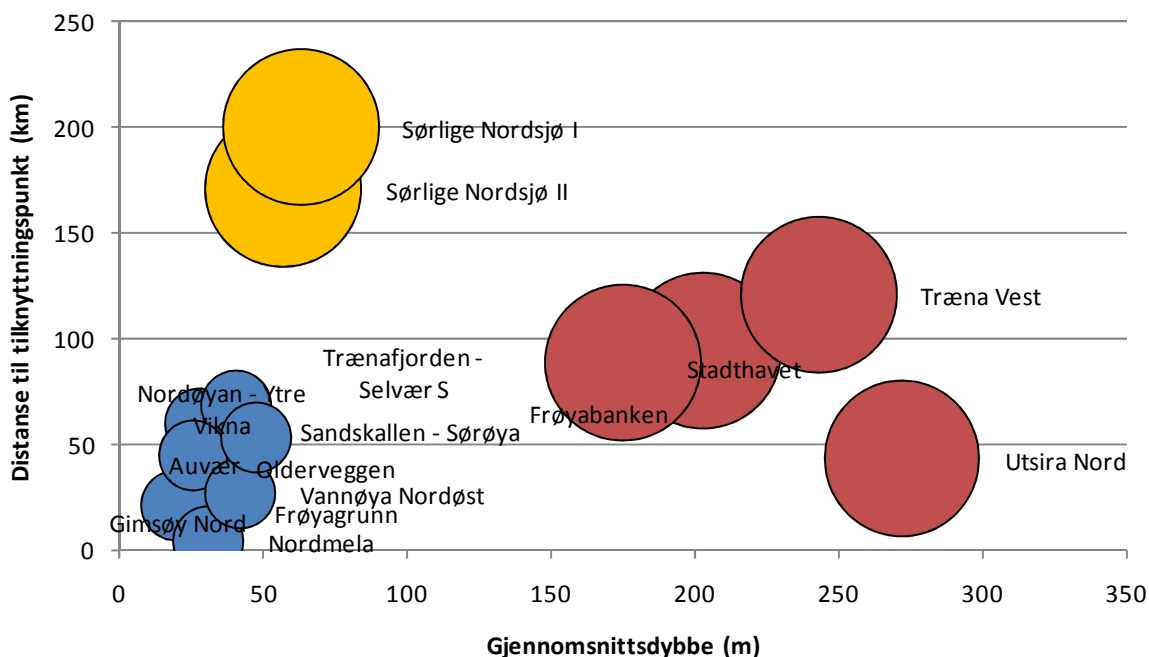
- Blåindikator: **nearshore, shallow water (NS)**,
- Gulindikator: **offshore, shallow water (OS)**
- Rødindikator: **offshore, deep water (OD)**.

De ulike sonekategoriene stiller ulike krav til valg av teknologi. Teknologivalget vil igjen påvirke kostnadene og stille ulike krav til kompetanse og dermed andel av leveransene som kan tilbys av norske og regionale aktører.

Tabell 2: Sonekategori basert på avstand til område og gjennomsnittsdybde (Multiconsult, 2012a)

Sone	Kategori
Sørliche Nordsjø II	OS
Sørliche Nordsjø I	OS
Utsira nord	OD
Frøyagrunn	NS
Olderveggen	NS
Stadthavet	OD
Frøyabanken	OD
Nordøyan – ytre Vikna	NS
Træna vest	OD
Trænafjorden – Selvær	NS
Gimsøy Nord	NS
Nordmela	NS
Auvær	NS
Vannøya nordøst	NS
Sandskallen – Sørøya nord	NS

Figur 1: De 15 sonene fordelt på til dybdeforhold og distanse til nettilknytningspunkt. NS (i blått), OS (i gult), OD (i rødt). Størrelsen på boblene indikerer størrelsen på sonene (Multiconsult, 2012a)



Figur 1 viser inndelingen av sonene slik de blir klassifisert i forhold til avstand til tilknytningspunkt og gjennomsnittlig dybde. Boblenes størrelse illustrerer størrelsen på sonene. Soner som ligger på dypt vann (rød indikator) vil trolig bygges med flytende fundament. Dette vil påvirke hvor stor del av verdiskapningen som tilfaller lokale og regionale aktører. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 8. Vindparker med flytende og bunnfaste fundamenter vil også ha ulike kostnader for komponenter i installasjonsfasen.

Avstanden til nettilknytning påvirker kostnadsanslagene både gjennom lengden på kabelen og lengde på anleggsperioden.

2.1 Økonomiske regioner

Når regionale andeler og regionale virkninger omtales i rapporten refereres det til virkninger for den økonomiske regionen som er tilordnet de ulike sonene basert på geografisk nærhet til de ulike sonene, herunder nettilknytning og tilgang til havner. Inndelingen i regioner følger Statistisk Sentralbyrås arbeidsmarkedsregioner (SSB, 2012).

Tabellen under viser hvordan sonene og økonomiske regioner fordeler seg i forhold til hverandre.

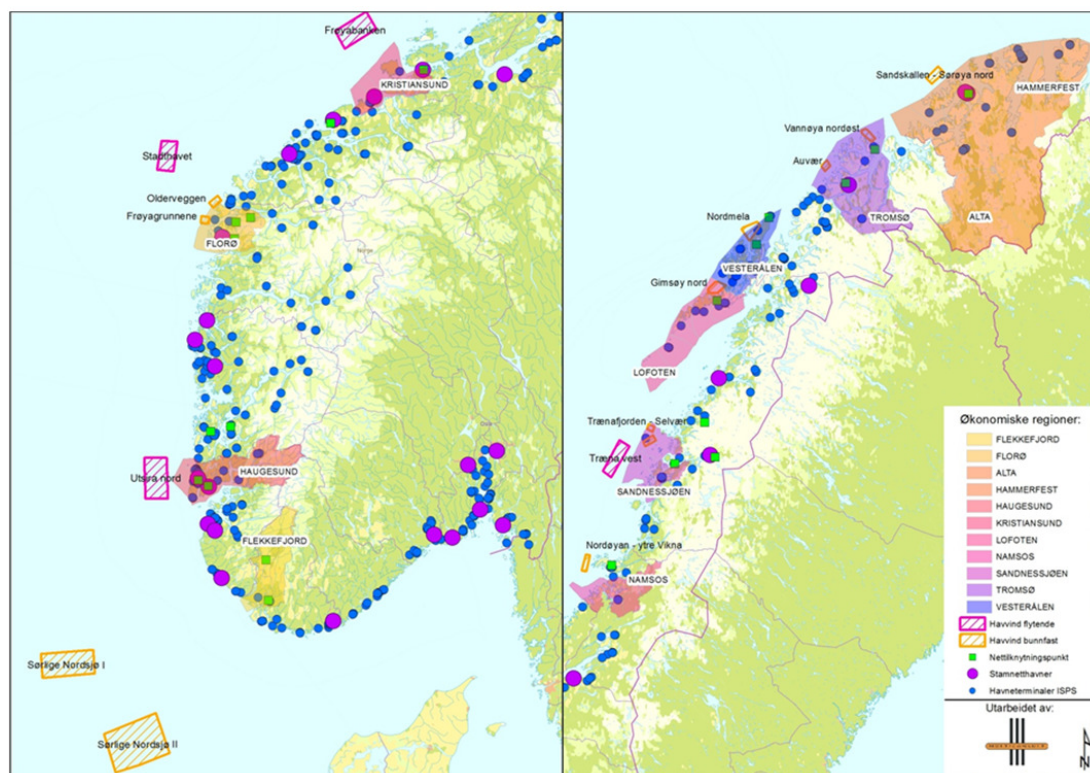
Tabell 3: Fordeling mellom sone og økonomisk region

Sone	Økonomiske regioner
Sandskallen – Sørøya nord	Alta og Hammerfest
Vannøya nordøst	Tromsø
Auvær	Tromsø
Nordmela	Vesterålen

Gimsøy nord	Lofoten
Træna fjorden – Selvær	Sandnessjøen
Træna vest	Sandnessjøen
Nordøyan – ytre Vikna	Namsos
Frøyabanken	Kristiansund
Stadthavet	Florø
Olderveggen	Florø
Frøyagrunnene	Florø
Utsira Nord	Sunnhordland
Sørlige Nordsjø I	Flekkefjord
Sørlige Nordsjø II	Flekkefjord

Figur 2 under vises hvordan soner og økonomiske regioner forholder seg ved geografisk inndeling, i tillegg til lokalisering av nettilknytningspunkter og havner.

Figur 2: Oversiktskart over soner og økonomiske regioner



2.2 Oppsummering

I dette kapitlet har vi presentert relevante sammenlignbare nøkkeltall for de 15 sonene som utgangspunkt for å kunne beregne økonomiske virkninger. Disse nøkkeltallene er:

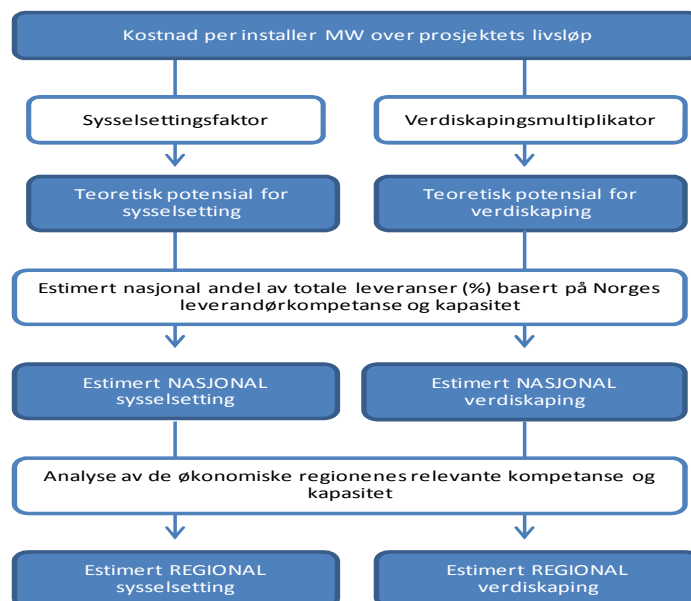
- *Fysiske karakteristika, dvs. kapasitet (MW), lengde på eksportkabel og gjennomsnittsdybde for de enkelte sonene.*
- *Økonomisk regioner, dvs. hvilke kommuner, eller sammenslutning av kommuner med relevant næringsliv naturlig vil kunne oppnå økonomiske virkninger knyttet til utbyggingen i de enkelte sonene*

3 Metode og datagrunnlag

3.1 Beregning verdiskapings- og sysselsettingspotensial

Virkningene for sysselsetting og verdiskaping beregnes med utgangspunkt i kostnadsoverslagene fra Fagutredning 2 (Multiconsult, 2012a). Deretter benyttes en metode inspirert av en statisk kryssløpsmodell, inndelt etter verdikjeden. Det forutsettes at det er et fast forhold, multiplikator, mellom kostnader i næringer som leverer til den vindkraftindustrien og verdiskaping/sysselsetting. Dette er standard antagelser i en statisk kryssløpsmodell. Analysen gjøres gjennom en bottom-up tilnærming som går fra kostnadsanslag for de ulike fasene i et havvindprosjekt, til et anslag for kumulativ sysselsetting og verdiskaping for de 15 utredningsområdene under ett. Dette gir det teoretiske potensialet for verdiskaping og sysselsetting. Deretter gjøres en vurdering av Norges leverandørkompetanse for å anslå hvor stor andel av verdiskapningen som ventes å tilfalle norsk næringsliv. Basert på hvilke komponenter det er mest kosteffektivt å produsere lokalt, og sammensetningen av næringslivet i de ulike regionene estimeres endelig hvilkendel av verdiskapningen det forventes at vil skje lokalt i de respektive. Figur 3 oppsummerer metoden.

Figur 3: Illustrasjon av metoden



3.2 Tidshorisont

Som en teknisk forutsetning antas det at utviklingsprosessen for alle sonene starter i 2020. Denne forutsetningen er valg for å kunne vurdere de ulike sonene med en felles tidshorisont.

Prosjektenes livsløp er satt til 25 år:

- Planlegging og utvikling forutsettes å ta toår. Det er betydelig kortere tid enn tidligere prosjekter som har tatt opp mot ti år, men forutsetningen regnes ikke som urealistisk gitt en strømlinjeformet konsekvensutredning- og konsesjonsprosess, jfr. den som skisseres i kapittel 11.
- Utbyggingsfasen er antatt å ta to til tre år.
- Driftsfasen er satt til 20 år.
- Etter driftsfasen kommer dekommisjoneringsfasen som antas å ta to år.



3.3 Oppsummering

I dette kapitlet har vi presentert det metodiske opplegget for beregning av de økonomiske virkningene knyttet til utbyggingen av de 15 havvindsonene.

- Kostnadsoverslagene fra Fagutredning 2 (Multiconsult, 2012a) er lagt til grunn.
- Det anvendes en statisk kryssløpsmodell som fanger opp de økonomiske virkninger i de ulike fasene, dvs. planlegging, utbygging, drift og dekommisjonering.

- Tekniske forutsetninger er gjort om utbyggingstid, prosjektets levetid, kalkulasjonsrente i tråd med Finansdepartementets veileder for samfunnsøkonomiske analyser.

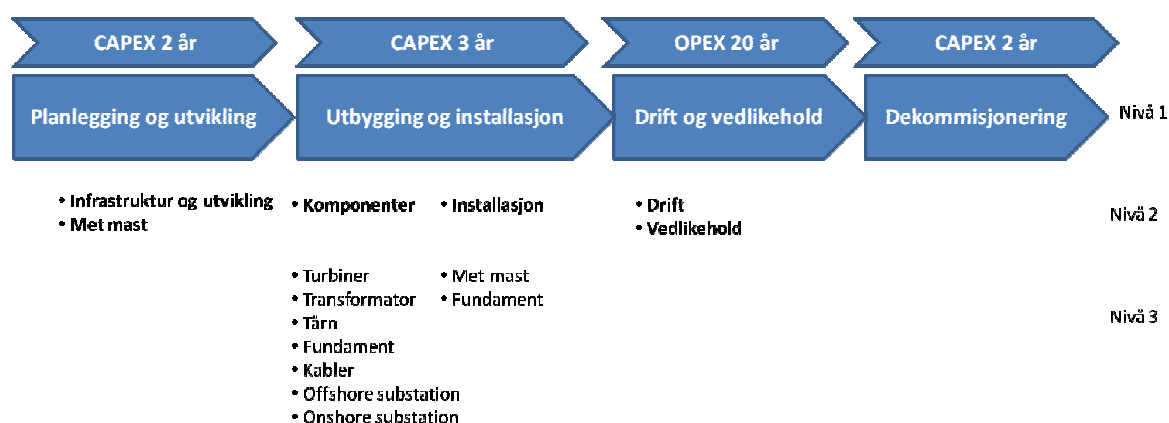
4 Faser i livsløpet til et havvindprosjekt og kostnadsanslag

4.1 Faser over livsløpet

Kostnadene fordeles etter verdikjeden. Om en antar, som et teoretisk referansepunkt, at alle leveringene forbundet med utvikling, bygging, drift og vedlikehold og dekommisjonering av de 15 sonene tilfaller norske aktører, fremkommer det teoretiske potensialet.

Livsløpet til et havvindprosjekt kan deles inn i fire faser, som illustrert i figur 4:

Figur 4 Fasene i livsløpet til et havvindprosjekt



Overordnet følger livssyklusen til et havvindprosjekt fasene som er illustrert på nivået 1 i figuren 4; planlegging og utvikling, bygg og installasjonsfase, drift og vedlikehold og endelig dekommisjonering. Under hver av de ulike fasene i verdikjeden følger en rekke tjenester og industrileveranser som presentert på nivå 2 og 3 i samme figur. Denne rapporten forholder seg primært til nivå1, for å vise utviklingen i sysselsetting og verdiskaping gjennom livsløpet til et havvindprosjekt. Samtidig følges også nivå 2 og 3, for å bestemme hvor stor andel av leveransene som tilfaller nasjonale og regionale aktører. Hvordan den norske og lokale andelen av leveransene bestemmes blir omtalt og vurdert i kapittel 8.

Kostnadsmodellen fra Fagutredning 2 benyttes for å anslå de totale kostnadene av utviklingen for de 15 sonene (Multiconsult, 2012a). Modellen anslår kostnadene basert på ulike sonespesifikke parameter. Investeringskostnader (CAPEX) utgjør den største delen av de totale kostnadene over livsløpet til et prosjekt, og omfatter utgiftene knyttet til planleggingsfasen samt utbyggings- og installasjonsfasen og dekommisjonering. Drifts- og vedlikeholdskostnader (OPEX) for en havvindpark kan enten beregnes for et gjennomsnittså, eller som en neddiskontert kontantstrøm for hele driftsperioden på 20 år. CAPEX og neddiskontert OPEX dividert med neddiskontert produksjon utgjør de totale nivåkostnadene for en sone. CAPEX (per MW per år) og OPEX (per MW per år) er sammenlignet for hver enkelt sone for å identifisere hvilken sone som sannsynligvis vil ha den laveste

livsløpskostnaden.¹ Alle kostnadene er beregnet i 2020-kroner der man antar at 10MW vindturbiner blir benyttet. Under følger en kortfattet oversikt over modellens kostnadsfordeling mellom de ulike fasene. Utfyllende informasjon finnes i Fagutredning 2 (Multiconsult 2012a).

4.1.1 Planlegging og utviklingsfasen

Denne fasen omfatter prosessen med å utvikle en vindpark frem til investeringsbeslutningen og/eller det blir gjort en bindende forpliktelse til å bygge ut. Avhengig av kontraktsmodell kan miljøutredning, planlegging, engineeringstudier og kontraktsforhandlinger inngå i denne fasen.

Prosjektutviklingskostnadene bestemmes av en rekke forhold: 1) sonespesifikke designparametere som dybde, avstand til land og bølgeforhold 2) teknologivalg og design.

4.1.2 Utbyggings- og installasjonsfasen

Utbyggings- og installasjonsfasen omfatter leveranse av alle komponenter (inkludert turbin og transformatorer) eksklusive fundament til en havn som kan bli benyttet til lagring og montering av komponentene før de fraktes ut til havs). Videre inkluderer fasen detaljert infrastrukturdesign, installasjon av turbiner og andre komponenter inkludert elektriske systemer mellom turbinen og nettilknytningspunkt på land.

Anskaffelseskostnader er knyttet til engangskjøp av utstyr og annet materiale. Det er her fire store kostnadskategorier: transformatorstasjoner, kabler, fundamenter og generatorer. Detaljerte kostnader knyttet til fundamenter, transformatorstasjoner, kabler og installasjons- og logistikkostnader fremgår av vedlegg 2 til Fagutredning 2.

Installasjons- og logistikkostnader grupperes i seks hovedkategorier: Installasjonskostnader for fundamenter, installasjon av transformatorstasjoner, installasjon av kabler, installasjon av vindturbingeneratorer, byggeprosjektledelse, forsikring og finansieringskostnader.

4.1.3 Drifts og vedlikeholdsfasen

Denne fasen starter når byggefasen er fullført og anlegget er overtatt, og inkluderer betjening av turbiner og andre deler inkludert elektrisk nettilknytning.

Drifts og vedlikeholdskostnadene er delt inn i seks hovedkategorier: Operasjonelt personell, vedlikeholdspersonell, kostnader knyttet til bruk av fartøy, forbruks- og komponentkostnader, lagringskostnader og vedlikeholdskostnader for elektrisk infrastruktur².

4.1.4 Dekommisjonering

Denne siste fase i livssyklusen til en vindpark inkluderer at vindturbinen blir demontert, fjernet fra vindparken og resirkulert.

Det er imidlertid viktig å understreke at det er knyttet stor usikkerhet til kostnadsnivået 20 år frem i tid. Fremtidige kostnader vil blant annet bli påvirket av råvarepriser, grad av konkurranse og nye innovative teknologier.

¹ Se nærmere om dette i Fagutredning 2 – Teknologi og Kostnadsutvikling (Multiconsult, 2012a)

² Se Fagutredning 2 (Multiconsult, 2012a) for mer detaljert informasjon.

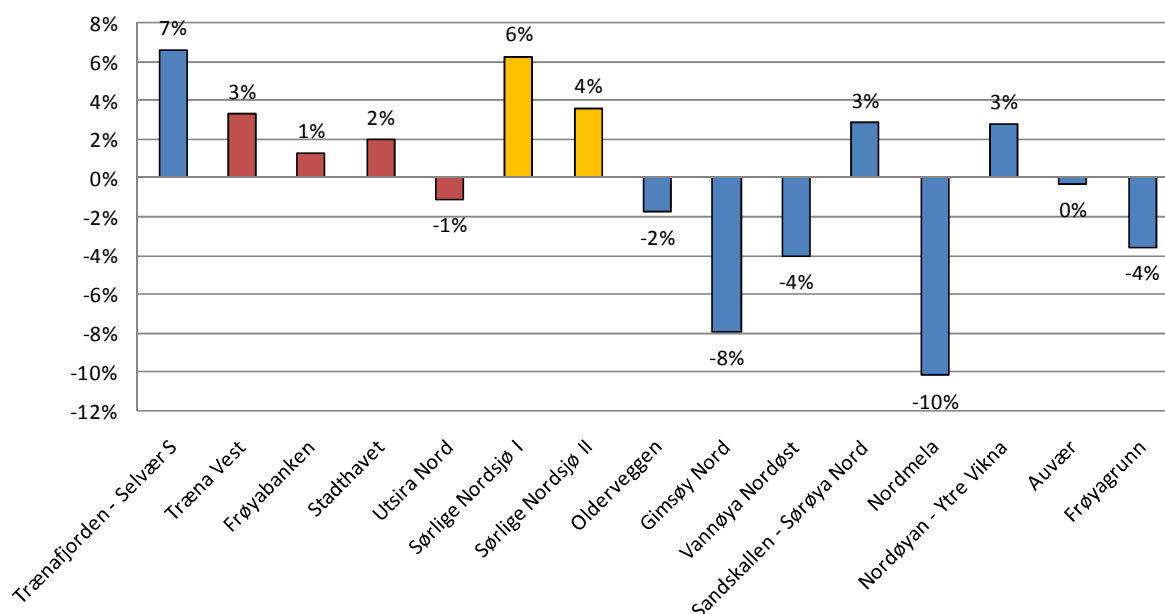
Kostnadsanslagene³ fordelt på tjenester og leveranser som omfatter hver enkelt fase i livsløpet er presentert under:

4.2 Beregning av CAPEX og OPEX per MW

Beregningene som presenteres i det følgende er basert på fagutredning 2 (Multiconsult, 2012a), der kostnadene i 2020-scenariet er estimert ved hjelp av dagens kostnadsnivå justert for forventet kostnadsutvikling som følge av teknologisk utvikling, læringskurver og så videre.

Beregningene indikerer at CAPEX varierer mellom NOK 26 og 31 millioner per MW, med høyere CAPEX for soner som ligger langt fra land og som tar i bruk flytende fundamenter. Av figuren under fremgår det at Nordmela og Gimsøy Nord har laveste utviklingskostnaden. Begge soner er nær land (mindre end 25km kabellengde) og på relativt grunt vann (10-40 m dybde for alle turbiner). Dette reduserer både anskaffelses- og installasjonskostnadene betydelig. På den annen side har Sørliche Nordsjø I og II høyest CAPEX per MW som følge av relativt lang kabellengde (202 km), behov for boligplattform og HVDC-transformatorstasjon. Træna fjorden – Selvær har højt CAPEX per MW fordi den har den lengste avstanden til land og dypeste fundamenter av 200MW soner.

Figur 5: Oversikt over CAPEX per MW (0% = gjennomsnittet for de 15 sonene). Den gul søylen viser for offshore shallow water zones; rød viser far offshore deep waters og blå viser near shore shallow waters (Multiconsult, 2012a).

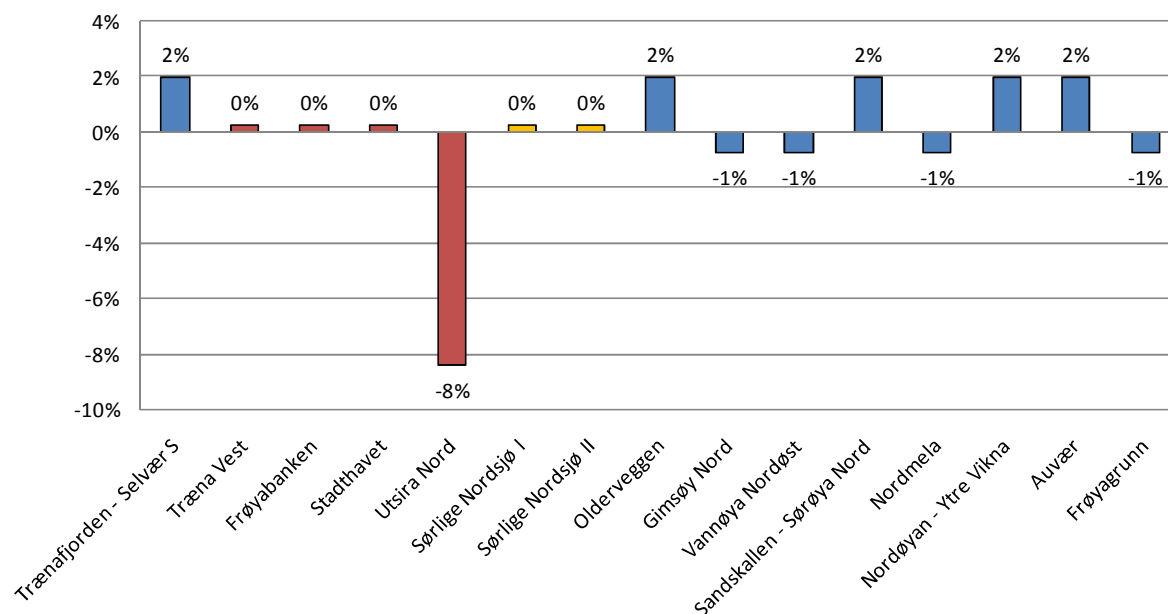


Generelt kan det sies at store soner har høyere OPEX per megawatt. Ved første øyekast virker dette ulogisk, da en ville forvente at vindparker har stordriftsfordeler. Her må en ta inn i beregningen at det er usannsynlig at tre vindparker innenfor en stor sone skal eies og drives av den samme utvikleren, noe som vil hindre vesentlige synergier. På den annen side er installasjoner som ligger langt unna land mer værutsatt, noe som reduserer værvinduet. Utsira Nord, som er en 1000 MW sone, er et eksempel på dette: Sonen ligger mye nærmere kysten enn alle andre større områder, og

³ Kostnadsanslagene som her legges til grunn er basert på Fagutredning 2 (Multiconsult, 2012a)

har derfor lavere drifts og vedlikeholdskostnader enn de andre sonene på 1000 megawatt som ligger lengre fra land.

Figur 6: Oversikt over OPEX per MW (0% = gjennomsnittet for de 15 sonene). Den gul søylen viser far offshore shallow water zones; rød viser far offshore deep waters og blå viser near shore shallow waters (Multiconsult, 2012a).



4.3 Oppsummering

I dette kapitlet presenteres anslag på investeringskostnader (CAPEX) og driftskostnader (OPEX) knyttet til utbyggingen av de enkelte sonene.

- Beregningene indikerer at CAPEX varierer mellom NOK 26 og 31 millioner per MW.
- Høyere CAPEX for soner som ligger langt fra land og som tar i bruk flytende fundamenter.
- Når det gjelder OPEX viser våre analyser at disse gjennomgående er høyere for større soner, og soner med lang avstand til land. Blant grunnene til dette er avstand til servicebasen og hardere vær.

5 Multiplikatorer for verdiskaping og sysselsetting

For å anslå hvilke ringvirkninger utbygging av de ulike sonene vil gi for verdiskaping og sysselsetting benyttes multiplikatorer. Multiplikatoren for verdiskaping sier hvor mye aktiviteten i norsk økonomi øker per krone som investeres, for eksempel i en havvindpark. Hvis vi har en multiplikator for verdiskaping på 4 og salgsverdien til en vindturbin er 10 millioner kroner, vil produksjon av turbinen bidra til en verdiskaping på 40 millioner. Virkningene kommer av at produksjonen av turbinen skaper aktivitet i økonomien langs hele verdikjeden for vindturbiner.

Med bakgrunn i tall fra nasjonalbudsjettet er multiplikatoren beregnet som gjennomsnittet for de næringene som har potensial for å levere til en fremtidig havvindindustri. Aktuelle næringer følger sammensetningen fra the UK Commission for Employment and Skills sin kartlegging av verdikjeden (UKCES, 2011). De aktuelle næringene kan deles inn i to kategorier: 1) tjenesteleverandører og 2)

industrinæringer. Industrinæringene leverer i hovedsak i byggefasen, mens det i de øvrige fasene er et stort innslag av tjenester. Denne todelingen tilsvarer den som er gjort i Scottish Renewables sin rapport *Scottish Offshore Wind: Creating an Industry* (Scottish Renewables, 2010). Byggefasen gir en multiplikator på 3,25, mens de andre fasene gir 1,76. Til sammenligning gir Statistisk sentralbyrås modell MODAG, som benyttes til utarbeidelse av Nasjonalbudsjettet en multiplikator for oljesektoren på om lag 4. Tilsvarende utregninger er gjort for sysselsettingen. Tabellen nedenfor angir rapportens forutsetninger knyttet verdiskapningsmultiplikatorer og sysselsettingsfaktorer for de ulike deler av verdikjeden.

Tabell 4: Multiplikatorer for verdiskaping og sysselsettingsfaktor

Verdikjedefase	Verdiskapningsmultiplikator	Sysselsettingsfaktor (NOK/sysselsatt)
Planlegging og utvikling	1,76	778 172
Byggefase	3,25	687 159
Drift og vedlikehold	1,76	778 172
Dekommisjonering	1,76	778 172

6 Norske og regionale andeler

For å beregne norsk og regional sysselsetting i et 2020-scenariohar det vært nødvendig å gjøre forutsetninger rundt hvilke andeler av leveransene som vil tilfalle norske og regionale leverandører. Som en innledning til 2020-scenariot presenteres nåsituasjonen med hensyn til norsk kompetanse og industri⁴.

6.1 Norsk havvindkompetanse og eksportindustri –situasjonen i dag

6.1.1 Kompetanse og internasjonal erfaring

I løpet av de siste årene 5-10 årene haren rekke norske selskaper gjort seg bemerket internasjonalt ved leveranser til havvindindustrien. De første norske eksportrettede leverandørselskapene som var involvert i utviklingen av havvindprosjekter var Nexans og Mika, mendet Norske Veritas (DNV) ble også involvert i tidlig fase av flere internasjonale havvindprosjekter.

Den første teknologiske milepælen innen norsk leverandørindustri ble imidlertid oppnådd i 2007, i forbindelse med demoprojektet Beatrice i Skottland. Det Bergensbaserte selskapet OWEC Tower designet verdens dypeste bunnfaste sub-struktur (tilpasset 45 meters dybde). OWEC Towersin design har blitt stående som et referanseprosjekt, og selskapet er i dag det eneste norske som kan sies å ha en portefølje med referanseprosjekter innen jacket design. Prosjektporteføljen inkluderer: Beatrice (Storbritannia), Alpha Ventus (Tyskland), Ormonde (Storbritannia) og Thornton Bank (Belgia). I tillegg har selskapet utført en rekke utredninger.

Videre har norsk design av substrukturer, produksjonsdesign og design for maritime operasjoner blitt benyttet iutbyggingen av Tysklands første fullskala havvindpark - Alpha Ventus -som ble ferdigstilt i

⁴ Kildene for nåsituasjonen er basert på "Offshore Wind Norway 2012"(Multiconsult, 2012b)

2010. Norske Aker Solutions ble tildelt en kontrakt for produksjon av fundamenter (steel tripod), produsert ved verftet i Verdal. OWEC Tower leverte design til seks steel jackets som en delkontrakt ble tildelt det Bergensbaserte selskapet NorWind. Diverse andre norske selskaperbidro også til gjennomføringen av arbeidetderiblant selskapet Tristein som besitter ekspertise innenmaritime operasjoner.

I 2010 ble Aker Solutions tildelt kontrakt for design og produksjon av 49 offshore steel jackets i forbindelse med utbyggingenav det tyske havvindprosjektet Nord See Ost. Den samlede produksjonskapasiteten for dette prosjektet er på 295 MW. Aker Solutions benytterher sitt egenutviklede steel jacket design - utviklet gjennom Aker Jacket Technology AS.

Hywind er verdens første fullskala flytende vindturbin (2,3 MW) utviklet av Statoil. Pilotvindmøllen ble installert og satt i drift på vestlandskysten i 2009. I løpet av de to første årene med testing har konseptet blitt verifisert, og resultatene har hele tiden vært over forventning. Med få driftsutfordringer, utmerkede produksjonsresultater og velfungerende tekniske systemer kan Hywind-konseptet revolusjonere framtidens vindkraftproduksjon til havs. EPC kontrakten ble tildelt til Technip og hele design og byggeprosessen involverte til sammen mer enn 30 norske aktører.

Samarbeidsprosjektet mellom Statkraft og Statoil (Offshore Energy) pågår i disse dager i forbindelse med utbyggingen av Sheringham Shoal utenfor kysten av Storbritannia. Her er også flere andre norske leverandører involvert som Nexans (leveranse av eksportkabler samttjenester i forbindelse med installasjon), Trelleborg Offshore (lagring av monopile) og Storm Geo (meteorologiske tjenester).

6.1.2 Utvikling av næringsklynger og FOU

Det er en rekke fremvoksende næringsklynger og interessegrupper som er med på å utvikle norsk kompetanse på vindkraft til havs. Oversikten nedenfor viser de mest betydelige klyngene per i dag.

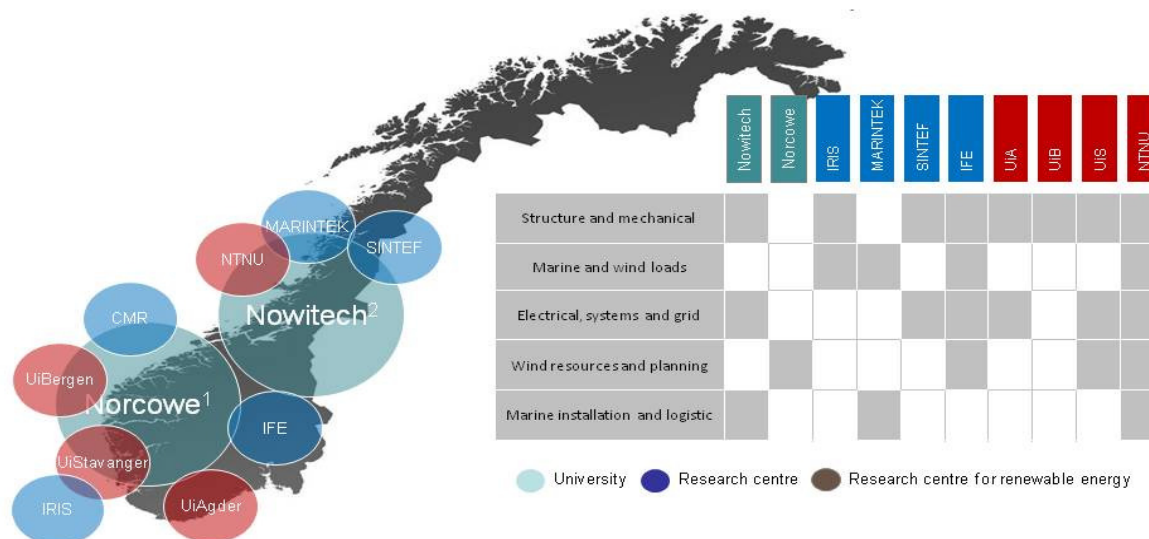
Figur 7: Næringsklynger og interessegrupper innen havvindsektoren i Norge(Multiconsult, 2012b)



En rekke andre organisasjoner og klynger arbeider også innenfor deler av verdikjeden, inkludert Norsk Industri, Sogn og Fjordane Vindkraftforum, Greaterstavanger, Haugalandvekst, Agder Vekst og Vindi Møre. Synergier med andre næringsklynger blir også vurdert gjennom Oslo Renewable Energy and Environment Cluster (OREEC), CleanTechMidt-Norge, NCE Maritime, Næringsråd Listerregionen og NCE NODE

Som en del av den norske nasjonale FoU-strategien, har det blitt etablert elleve sentre for miljøvennlig energi (FME) siden 2008. Sentrene er finansiert av Norges forskningsråd (50 %), universiteter (25 %) og industrien (25 %). To av disse sentrene har hovedfokus på havvind. Dette er NOWITECH og NORCOWE (se figuren nedenfor).

Figur 8: FOU institusjoner og fokusområder(Multiconsult, 2012b)



6.1.3 Norsk eksportrettet leverandørindustri

I rapporten *Offshore Wind Norway* (Multiconsult, 2012b) identifiseres over store og små 150 aktører i den norske havvindbransjen. Disse retter seg primært mot eksportmarkedet. Rapporten finner videre at norske selskaper har vært involvert med over 30 ulike teknologikonsepter i utviklingen av 64 havvindprosjekter i ni land.

En rekke norske leverandørselskaper opererer i dag innen turbinmarkedet i havvindindustrien. For eksempel har norske selskaper gjort seg bemerket med topside teknologi(tårn, nacelle og rotor) som er spesialtilpasset forholdene til havs. Norsk kompetanse er særlig relatert til balance of plant (transformatorstasjoner, inter-array og eksportkabler). Ledende norskeeksportleverandører som Nexans, Draka og Parkerhar utviklet meget god kompetanseinnen kabeldesign,både når det gjelder produksjon og installasjon. I tillegg utvikles kompetanse blant erfarne norske ingeniørselskaper. Kompetansen som her opparbeides er basert på den norske porteføljen innen undervannskabler, interconnectors og elektrifisering av offshore olje- og gassfasiliteter.

Norge har lang erfaring å vise tilframmaritim og offshore industri. Det gjelder for eksempel norske ingeniører med lang erfaring og kompetanseinnen krevende operasjoner til havs. Med basis i denne kompetansen opererer en rekke norske selskaper i dag i eksportmarkedet til havvindprosjekter. Det utvikles blant annet nye design for bunnfaste jackets, gravitetsbaserteog flytende konsepter. Her har norske aktører en unik kompetanse som kan overføres til havvindindustrienfor å utvikle nye effektive installasjonsmetoder. Norske selskaper har blant annet god erfaring fra offshore-operasjoner. På dette området jobber i dag flere norske selskaper med utvikling av nye konsepter innen maritime operasjoner samt installasjon oglogistikk. Av norske aktører som har gjort seg bemerket internasjonalt kan Fred OlsenWindCarrier og Master Marine nevnes. Selskapene arbeider med å utvikle nye konsepter basert på tidligere erfaringer og etablert teknologi.

Aker Verdal er det eneste norske skipsverftet med erfaring fra havvindindustrien. Verftet bygde blant annet steel tripods i forbindelse med utbyggingen av Alpha Ventus (Tyskland) og Steel Jackets i forbindelse med utbyggingen av Nord See Ost (Tyskland). Bergen Group har også posisjonert seg i dette markedet gjennom sin deltagelse i fabrikasjon av en transformasjonsstasjon i samarbeid med Goodtech.

Det er i dag mangel på europeiske havner med tilstrekkelig lagringskapasitet for havvindprosjekter. Som en reaksjon på dette utvikler flere norske havner konsepter for ulike typer operasjoner som støtter opp om havvindutbygging. Utvikling av en havn for eksport av komponenter ved Lutelandet er et eksempel på dette.

Noen få etablerte EPC kontraktører i Norge opererer i dag i havvindmarkedet: Aker Solutions, Technip og Subsea 7. I tillegg etablerer kontraktører som NorWind, Reinertsen og AF Gruppen seg i markedet. Spesialiserte kontraktører som Nexans, Technocean, Mika og Marinetrench opererer allerede innenfor kabelinstallasjon.

6.2 Norske andeler – 2020 scenario

Scenarioet som presenteres nedenfor er et optimistisk 2020-scenario som illustrerer det teoretiske potensialet for norske og regionale andeler av leveranser. Andelene gjelder for utvikling av det første havvindprosjektet i Norge, og reflekterer ikke de kumulative effektene ved utbygging av flere vindparker til havs.

De relativt høye markedsandelene tar hensyn til at utviklingen av den første havvindparken mest sannsynlig vil mobilisere et stort antall norske leverandører som ser dette som en plattform for å demonstrere innovative løsninger og utvikle erfaring og kompetanse som senere kan eksporteres.

Den norske og regionale andelen leveranser er her svært høy sammenlignet med erfaringer fra andre markeder. I Storbritannia, for eksempel, varierer andelene mellom 10 og 50 prosent. Utfordringer og usikkerheter knyttet til den norske verdikjeden er her ikke vurdert. Dette gjelder for eksempel:

- Kapasitet i den norske industrien sett i lys av utviklingen innenfor olje- og gasssektoren.
- Grad av utenlandsk konkurranse i relatert til teknologi, kompetanse og ulike tiltak som reduserer kostnadene i verdikjeden (lønnskostnader, standardiseringer, stordriftsfordeler osv.).

Det legges til grunn at den norske andelen av leveransene ikke avhenger av geografiske forhold. Videre har vi valgt å skille mellom norske leveranser til soner som har flytende og bunnfaste fundamenter. Dette skillet er gjort fordi de to typene installasjon stiller ulike krav til teknologi og kompetanse. De estimerte andelene baserer seg på historiske data for norske leveransertil olje- og gassinstallasjoner.

Andelene som forutsettes i den videre analysen fremgår av tabell 5. Se vedlegg 3 for utfyllende informasjon.

Tabell 5: Norske andeler av leveranser i prosent av samlede leveranser.

Enhet	Norsk andel av totale leveranser	
	Bunnfast	Flytende
Planlegging og utvikling		

<i>Generelle utviklingskostnader</i>	90 %	90 %
<i>Met. Mast</i>	70 %	85 %
Bygging		
<i>Prosjektledelse</i>	70 %	85 %
Komponenter		
<i>Vindturbin, ekskl. fundament</i>	15 %	15 %
<i>Fundament</i>	80 %	90 %
<i>Kabler</i>	95 %	95 %
Transformatorstasjon, både land- og havbaserte installasjoner	70 %	70 %
Installasjon		
<i>Fundament</i>	80 %	90 %
<i>Vindturbiner</i>	50 %	80 %
<i>Kabler</i>	80 %	80 %
Substation, inkl. Onshore- and offshore facilities	70 %	70 %
Andre kostnader	75 %	75 %
Drift og vedlikehold		
<i>Drift</i>	85 %	85 %
Vedlikehold		
<i>Planlagt</i>	65 %	75 %
<i>Ikke planlagt</i>	60 %	90 %
Dekommisjonering	80 %	90 %

6.3 Regionale andeler – 2020 scenario

De regionale andelene avhenger av hvor stor del av leveransene det er sterke grunner til å tro vil bli kjøpt fra lokale leverandører og sammensetning av næringslivet i den økonomiske regionen tilordnet de ulike vindsonene. Eksempler på dette er sement til bygging av fundament. Denne varen har en relativ lav verdi i forhold til vekt. Den vil derfor være lite hensiktsmessig å frakte over store avstander. Et annet eksempel er drift og vedlikehold. En stor andel av disse tjenestene må leveres fysisk ved de ulike sonene, og den regionale andelen av verdiskapningen vil dermed være relativt høy.

Tabell 6 viser forutsetningene rundt regional andel av verdiskapningen som er lagt til grunn i det videre arbeidet. Disse baserer seg på konsulentens en vurdering av hvor stor andel av leveransene som naturlig vil skje lokalt, korrigert for informasjon hentet fra Statistisk sentralbyrå for konsentrasjon av bedrifter i relevante næringer. I denne sammenhengen forstås lokalt næringsliv som bedriftene i den økonomiske regionen de ulike utredningsområdene er tilordnet i tabell 3.

Den regionale andelen korrigeres opp dersom det er høyere konsentrasjon av bedrifter i forhold til gjennomsnittet for Norge⁵. Nærhet til sonene som skal utvikles påvirker den lokale andelen av verdiskapningen på følgende måter:

⁵ De scorer høyt når de er over 30 prosentilen for indikatoren for alle næringer i de valgte regionene.

- Planleggingsfasen: En del av konsekvensutredningene må gjennomføres lokalt.
- Byggefasen: Kostnaden og risikoen forbundet med tilgang til sonen og værvinduer øker med avstand til sonen.
- Drift og vedlikehold: Rutinemessig vedlikehold er ofte basert på lokale og regionale ressurser som er lokalisert ved en havn nær sonen.

Tabell 6: Regionale andeler av leveranser i prosent av samlede leveranser

Fase i verdikjeden	Fundament	
	Bunnfast	Flytende
Generelle utviklingskostnader	50 %	25 %
Met.Mast	-	-
Vindturbin,ekskl.fundament (byggefase)	-	-
Fundament (byggefase)	50 %	50 %
Kabler (byggefase)	-	-
Substation (byggefase)	-	-
Fundament (installasjon)	5 %	5 %
Vindturbiner (installasjon)	5 %	5 %
Andre kostnader (forsikring)	-	-
Drift	60 %	60 %
Planlagt	95 %	95 %
Ikke planlagt	50 %	50 %
Dekommisjonering	-	-

Den lokale andelen i tabellen ovenfor er andelen som "naturlig" vil tilfalle det lokale næringslivet basert på fordeler ved fysisk nærhet til utredningsområdet. De faktiske leveransene vil midlertid også avhenge av den lokale kapasiteten til å levere varer og tjenester gjennom verdikjeden. Fordi det ikke eksisterer relevante erfaringstall for Norge havvindutbygging i Norge har en valgt å bruke en metode som avdekker om de aktuelle regionene har høyere konsentrasjon av relevante bedrifter enn det nasjonale gjennomsnittet.

Tabellen 7 viser konsentrasjon av relevante bedrifter i de økonomiske sonene fordelt på de ulike fasene i verdikjeden. Relevante bedrifter er virksomheter i næringer som leverer til havvindnæringen i følge UKCES (2011). Utrekning av indikatorene i tabell 7 gjøres i følgende steg:

1. Det regnes ut hvor stor andel av alle norske bedrifter som er aktuelle leverandører til hver fase i en havvindutbygging. For eksempel er 10 prosent av bedriftene i Norge relevante leverandører i driftsfasen.

2. Tilsvarende andelersom i punkt 1. regnes ut for de aktuelle økonomiske regionene. Det betyr for eksempel hvor stor andel av bedriftene i den økonomiske regionen Lofoten som er vil kunne ha leveranser i driftsfasen.
3. Endelig deles andelene for de økonomiske regionene med de nasjonale tallene. Det innebærer for eksempel å dele andelen av bedrifter innen drift og vedlikehold i Lofoten med andelen bedrifter inne drift og vedlikehold i Norge. Dersom resultatet er større enn 1 er det høyere konsentrasjon av relevante bedrifter innen drift og vedlikehold i Lofoten enn gjennomsnittet for Norge.
4. Dersom det er betydelig høyere andel bedrifter innen en relevant næring gis regionen en grønn indikator for denne i tabell 7⁶. I motsatt fall gis en gul indikator.

Vi har antatt at regionene med høy konsentrasjon av relevant bedrifter kan tiltrekke seg 30 % mer aktivitet enn det som er antatt kostnadseffektivt bare på grunn av nærhet til sonen.

Vannøya-nordøst og Auvær er tilordnet den økonomiske regionen Tromsø. Det fremgår av tabellen nedenfor at når det gjelder generelle utviklingskostnader har de en høyere score enn det nasjonale gjennomsnittet. Dette gir en høyere andel av regionale leveranser enn det som tilfaller regionen naturlig. I byggefasen scorer de ikke over terskelverdien i bygging av komponenter. De gis dermed den "naturlige" andelen. For installasjon av vindturbiner og andre kostnader har regionen grønn indikator og andelen regionale leveranser korrigeres derfor opp. Den økonomiske regionen har også god kapasitet innen drift, noe som gir de en høyere lokal andel.

Generelt har de økonomiske sonene i Nord-Norge lavere score enn de som ligger lengre sør. Spesielt i byggefasen har få av de nordlige sonene betydelig høyere konsentrasjon av bedrifter enn det nasjonale gjennomsnittet. Vi ser dette ved at det få av sonene som har grønn indikator i denne fasen av verdikjeden. Unntaket er installasjon av vindturbiner, hvor alle de økonomiske regionene har fått en høy score. Det kommer av god tilgang til havner og sjøfartsrelatert næringsliv. Vi ser også av tabell 7 at det er i levering av komponenter det er færrest regioner som scorer høyt.

Samlet sett er det de økonomiske regionene Haugesund og Kristiansund som scorer best gjennom verdikjeden, trolig grunnet eksisterende leverandørindustri til petroleumssektoren. Dette betyr bare at potensialet er størst i disse regionene. Det faktiske antallet arbeidsplasser som vil genereres av en havvindutbygging avhenger også av tilgjengelig kapasitet i økonomien. Ved fortsatt høyt utvinningstempo på norsk sokkel vil det trolig være liten ledig kapasitet i disse to regionene i 2020.

⁶ Betydelig høyere er definert som øvre 30 prosentil av alle lokaliseringsparametrene. Det tilsvarer en høyere verdi enn 1,1.

Tabell 7: Konsentrasjon av relevante bedrifter i de ulike økonomiske sonene.

	Økonomisk sone	Tromsø	Hammerfest og Alta	Vesterålen	Lofoten	Sandnessjøen	Florø	Haugesund	Flekkefjord	Namsos	Kristinasund
	Vindsone	Vannøya-nordøst og Auvær	Sandskallen-Sørøya nord	Nordmøla	Gimsøy nord	Træna fjorden-Selvær og Trænavest	Frøya-grunnene, Stadhavet og Older-veggen	Utsira Nord	Sørlege Nordsjø I og II	Nordøyan-ytre Vikna	Frøyabanken
Utvikling og planlegging	Generelle utviklingskostnader	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Met.Mast	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Byggefase	Prosjektledelse	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Vindturbin, ekskl. fundament	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Fundament	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Kabler	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Substation, incl. Onshore- and offshore facilities	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Fundament	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Vindturbiner	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Andre kostnader	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Drift	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Vedlikehold	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Dekommisjonerings	Dekommisjonering	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

6.4 Oppsummering

I dette kapitlet presenteres anslag på andeler av virkninger på sysselsetting regionalt og nasjonalt knyttet til utbyggingen av de enkelte sonene.

- Kapitlet vurderer, og gjør forutsetninger for hvilke andeler av leveransene til de 15 havvindsonene som vil kunne tilfalle regionale og nasjonale leverandører.
- Vi legger til grunn at de nasjonale andelene knyttet til utviklingen av de ulike sonene vil kunne være høye. Dette kommer av at Norge har en meget konkurransedyktig leverandørindustri knyttet til olje- og gassindustrien som vil være relevant for havvind, i tillegg til en eksisterende eksportindustri for havvind. Videre har vi forutsatt at utviklingen av den første havvindparken mest sannsynlig vil mobilisere et stort antall norske leverandører som ser dette som en plattform for å demonstrere innovative løsninger og utvikle erfaring og kompetanse som senere kan styrke deres posisjon i eksportmarkedene.
- De største regionale virkningene oppstår i soner med stor lokale kapasiteten til å levere varer og tjenester gjennom verdikjeden knyttet til utbyggingen. De største virkningene ventes å oppnås for de økonomiske regionene Florø, Haugesund og Kristiansund. Generelt har de økonomiske sonene i Nord-Norge lavere score enn de som ligger lengre sør. Det faktiske antallet nye lokale arbeidsplasser vil avhenge av kapasitet i økonomien lokalt. Ved fortsatt høy utvinningstakt på norsk sokkel vil det trolig være liten ledig kapasitet til havvind i de tre nevnte regionene. Eventuelle utbygginger vil da i større grad måtte baseres på importert arbeidskraft.

7 Virkninger for næringsliv og sysselsetting (Resultater)

Resultatene i dette kapitlet kan tolkes som ringvirkninger for utbyggingen av de 15 sonene. Det tas ikke stilling til de direkte økonomiske effektene ved produksjonen av vindkraft som sådan. Det som analyseres er de økonomiske konsekvensene målt i verdiskaping og sysselsetting ved å utvikle og drifte de 15 utpekte sonene over en 25-årsperiode.

Basert på tilnærmingen og datagrunnlag beskrevet ovenfor, anslås konsekvenser for verdiskaping og sysselsetting. En ser både på det teoretiske potensialet, anslag for norsk økonomi og regionale virkninger.

Hovedvekten legges på effekter for verdiskaping og sysselsetting gjennom verdikjeden. De samlede effektene vil derfor være kumulative. Det vises også hvordan effektene fordeler seg på år og de ulike fasene.

Analysen tar en rekke ulike perspektiver for å vurdere konsekvensene for sysselsetting og verdiskaping. Det første kan sies å være **hvordan** økonomiske aktiviteten øker som følge av å utvikle de 15 sonene. Det andre perspektivet forholder seg til **hvilke** faser i verdikjeden som har mest betydning. Det siste perspektivet er **når** virkningene vil gjøre seg gjeldende i norsk økonomi og for det lokale næringslivet.

Generelt bør anslagene for sysselsetting tolkes som **antall årsverk** som benyttes i ulike faser i verdikjeden. Dette har å gjøre med at fasene, bortsett fra drift og vedlikehold, i verdikjeden er konsentrert til ferdigstilling og avvikling. Det er derfor ikke nødvendigvis snakk om permanente arbeidsplasser. Drifts og vedlikeholdsfasen kan imidlertid sies å skape permanente arbeidsplasser. I oversiktene er det antall årsverk over en driftsperiode på 20 år som studeres.

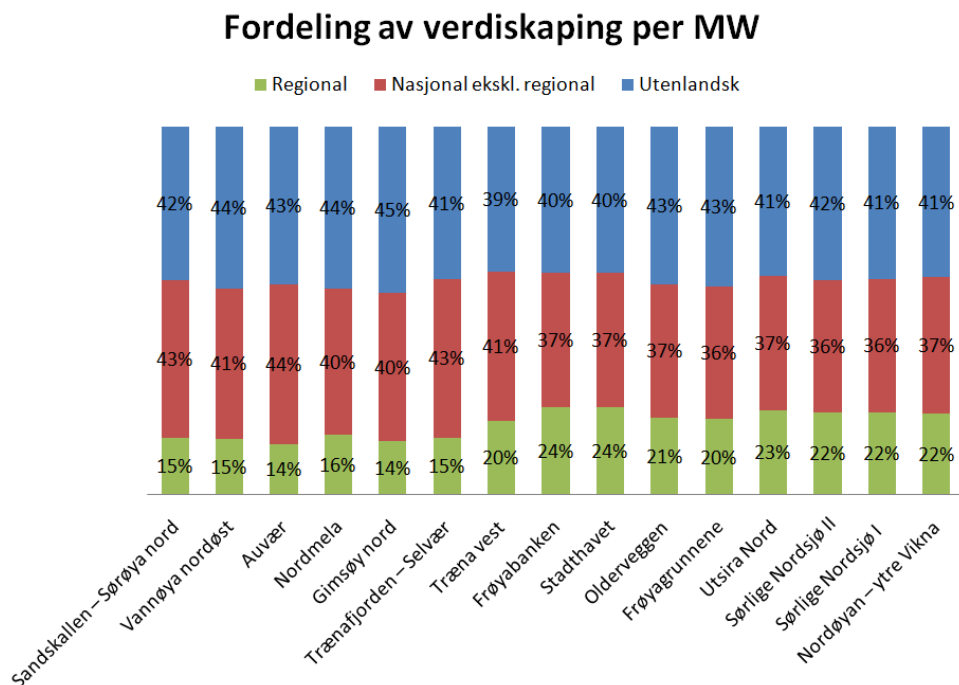
Hvis alle 15 sonene blir bygget ut kan dette, som tidligere diskutert, bidra til å bygge opp en eksportrettet havvindnæring. I dette tilfellet vil det skapes varige arbeidsplasser.

Alle resultater presenterer per **MWinstallert**, for å gjøre tallene sammenlignbare mellom ulike parker, og ta høyde for usikkerhet rundt hvor mye som eventuelt skal bygges ut i hver sone. For at denne usikkerheten ikke skal påvirke resultatene ser vi derfor både på effektene for sysselsetting og verdiskaping målt pr MW. Størrelsen på sonene har imidlertid en indirekte konsekvens da det påvirker kostnadene per MW gjennom investeringskostnaden for nettilknytning.

I dagens situasjon med kraftig vekst i petroleumsinvesteringene er det stor knapphet på arbeidskraft i visse sektorer. Dette gjelder spesielt ingeniører. Mulighetene for å utvikle de ulike sonene vil derfor være avhengig av ledig kapasitet i økonomien regionalt og nasjonalt i 2020.

7.1 Norsk og regional andel av verdiskapingen

Figur 9: Fordeling av verdiskaping.



Fra Figur 9 ser en hvor stor andel av verdiskapingen som tilfaller:

1. Norske leverandører som ikke er lokalisert i samme regionen som vindsonen (Nasjonal ekskl. regional)
2. Regionale leverandører (regional)
3. Utenlandske leverandører (utenlandsk)

Det går frem at mellom 55 og 61 prosent av den potensielle verdiskaping tilfaller norsk økonomi. Til sammenligning er den direkte importandelen for samlede sluttlevering til norsk økonomi på 9,4 prosent⁷. Importandelen er derfor klart lavere enn for norsk økonomi ellers.

Den regionale andelen ligger mellom 14 og 24 prosent av det samlede potensialet. I de neste kapitlene studeres denne fordelingen nærmere, og det vises hvordan disse andelenene fordeler seg gjennom verdikjeden.

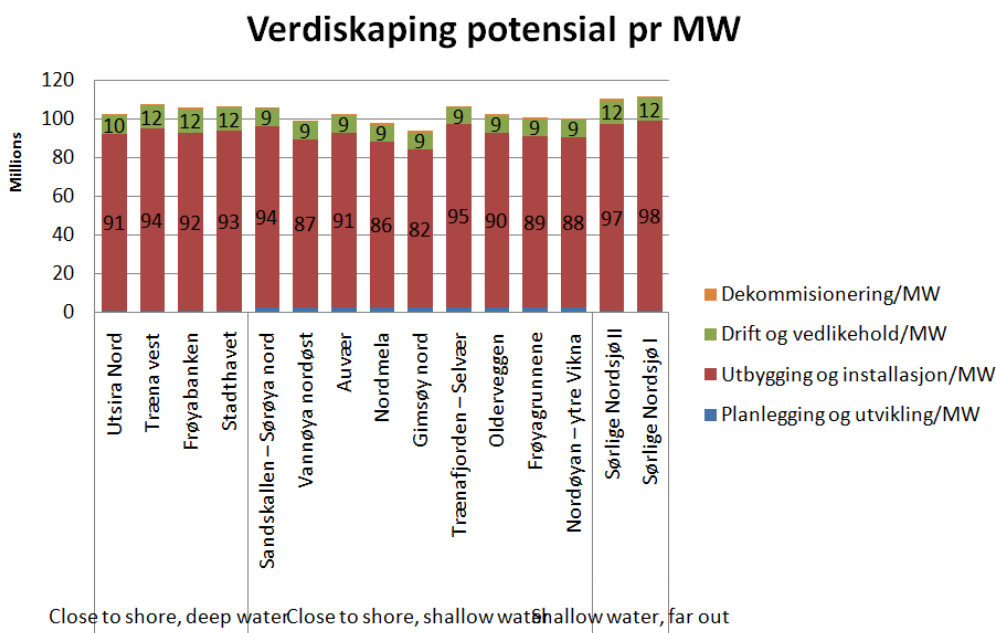
7.2 Teoretisk potensial

Det teoretiske potensialet er et teknisk anslag for hvor store sysselsettings- og verdiskapingsvirkningene **kan bli** dersom alle leveranser gjennom hele verdikjeden kommer fra norske leverandører med bruk av norsk arbeidskraft. Disse tallene er nyttige som en referanseverdi. Figur 10 viser at det samlede

⁷ Økonomiske analyser 1/2012.

potensialet for verdiskaping varierer mellom om lag 111 millioner kroner per MW for Sørliche Nordsjø II og 98 millioner kroner per MW for Gimsøy. Variasjonen mellom sonene kan i stor grad tilskrives byggefasen.

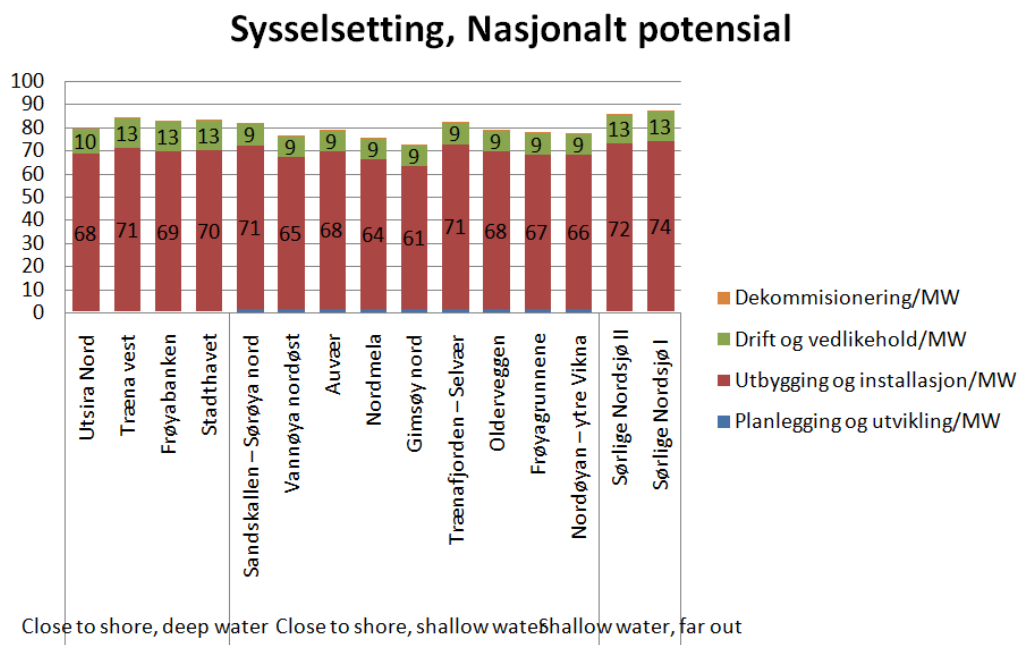
Figur 10: Potensial for nasjonal verdiskaping pr MW ved utbygging av ulike soner



Siden vi antar samme faktorer for sysselsetting og verdiskaping i relativt til kostnader, og de nasjonale andelene er lik 100 prosent, er det forutsetningene knyttet til utbyggingskostnader som er bestemmende for verdiskapingen i her enkelt 15 sonene. Kostnader forbundet med nettilknytning forklarer det meste av variasjonen i byggekostnadene. Det er også noen kostnadsforskjeller forbundet med drift og vedlikehold. Det kommer av økte kostnader forbundet med å vedlikeholde soner som ligger langt fra kysten. Vi ser at vindsonene på grunt vann og nær kysten har lavest verdiskaping innen drift og vedlikehold.

Anslag for sysselsettingsvirkninger følger argumentasjonen for sysselsetting. Vi ser av Figur 11 at det beregnede arbeidskraftsbehovet for de ulike sonene ligger mellom 71 og 86 årsverk per MW. Nær 80 prosent av dette arbeidskraftsbehovet kommer i byggefasen.

Figur 11: Nasjonalt potensial for sysselsetting.

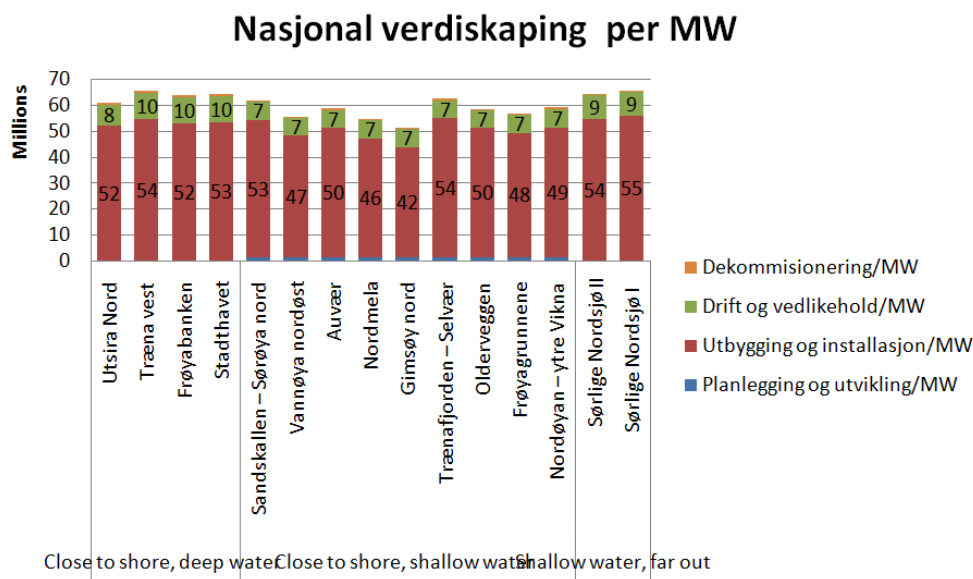


7.3 Nasjonale virkninger

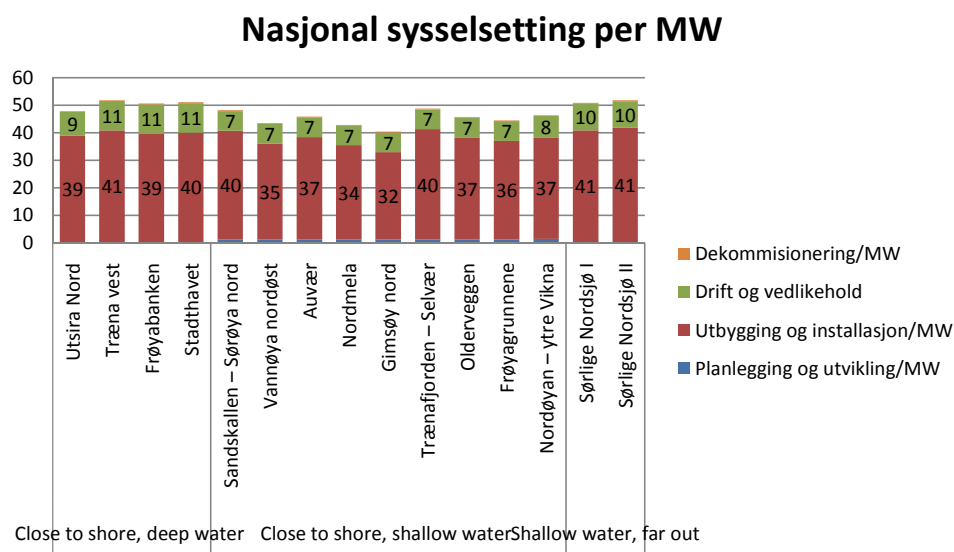
Den nasjonale andelen av verdiskapingen og sysselsettingen avhenger i tillegg til det teoretiske potensialet av hvilken andelen av leveransene i verdikjeden som tilfaller norske leverandører.

Figur 12 viser at den største verdiskapingen gis ved utbygging av 1000MW soner på dypt vann. Disse sonene gir en samlet verdiskaping på 62-64 millioner kr pr MW. Årsaken til dette er at ringvirkningene fra byggefasen er størst. Dette kan tolkes som at aktiviteter forbundet med produksjon av komponenter og installasjon er høyere enn de andre fasene i verdikjeden. Vindsonene Træna vest og Frøyabanken bidrar til høy verdiskaping over perioden av samme grunn. Det kommer av at norsk leverandørindustri er ventet å ha et konkurransefortrinn ved leveranser til soner med flytende vindkraftverk, som en følge av erfaringene fra oljeutvinning.

Figur 12: Nasjonal verdiskaping gjennom verdikjeden



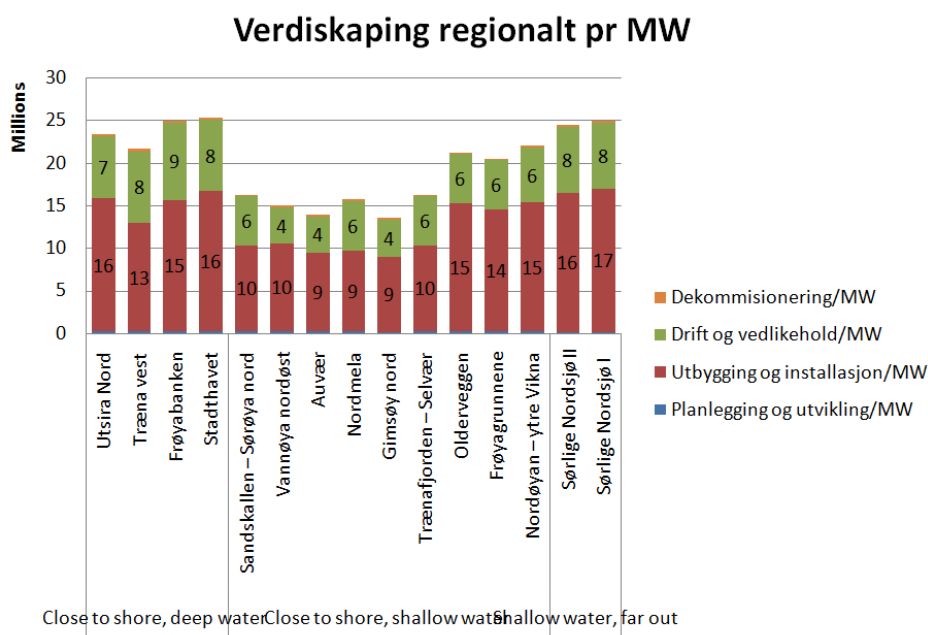
Figur 13: Virkninger for nasjonal sysselsetting



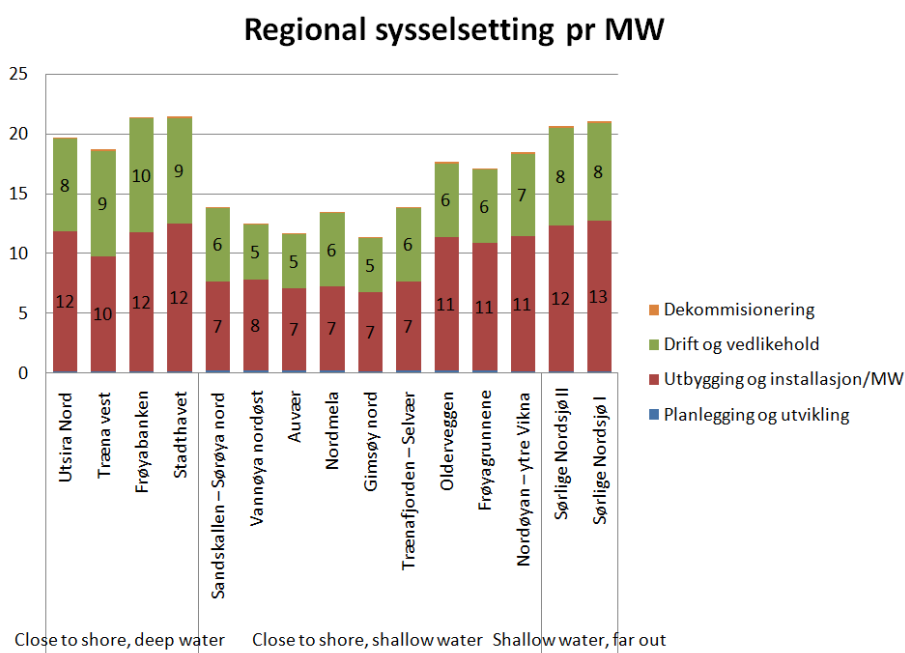
7.4 Regionale virkninger

De regionale virkningene er en andel av de nasjonale. Regionale virkninger er her økning i arbeidskraftsbehov og verdiskaping i de økonomiske regionene som er tilordnet de ulike utredningsområdene.

Figur 14: Virkninger for regional verdiskaping



Figur 15: Virkninger for regional sysselsetting



Andelen av leveransene som går til de økonomiske regionene tar, som nevnt ovenfor, utgangspunkt i et sett med leveringer som deretter korrigeres ut fra tall fra Statistisk sentralbyrå over konsentrasjonen av relevante næringer gjennom næringskjeden i regionen. Vi ser en betydelig variasjon mellom de 15 sonene. Størst samlet verdiskaping finner vi for sonene Frøyabanken og av Sørlige Nordsjø II. Over en 25-årsperiode er samlet verdiskaping beregnet til drøye 25 millioner kroner pr MW. Disse sonene har en relativt høy konsentrasjon av relevante næringer i byggefasen, og vil derfor oppnå større regionale

andeler av leveransene i denne fasen. Siden byggefasen står for nærmere 80 prosent av den potensielle verdiskaping slår dette kraftig inn. De vindsonene som ligger lengst nord som har lavest regional verdiskaping. Det kommer av de scorer relativt lavt for konsentrasjon av relevante næringer.

7.5 Betydning for norsk økonomi

I resultatene ovenfor er det virkninger per MW som er presentert. Dette gjør det mulig å sammenligne sonene ved å se hvor store effektene er. For å si noe om hvor virkningen blir størst for norsk økonomi må det tas hensyn til hvor store sonene er.

Vi ser av figur 16 at det for sonene på 200 MW blir behov for rundt 10 000 årsverk. For sonene på 1000 MW ligger det tilsvarende tallet mellom 75 000 og 85 000.

Figur 16: Antall årsverk for norsk økonomi.



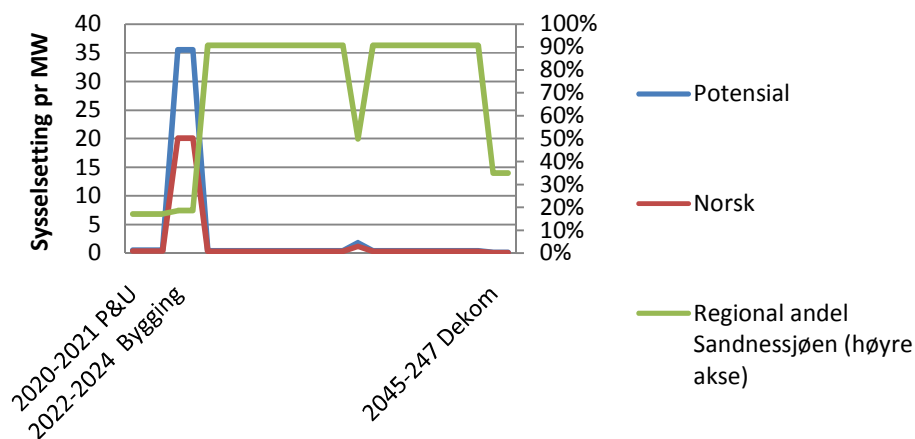
7.6 Sysselsettingsvirkninger over livsløpet

I avsnittet over fremgikk sysselsetting og verdiskaping over en 25-årsperiode. Tolkningen av tallene var da verdiskaping over perioden og antall årsverk over perioden.

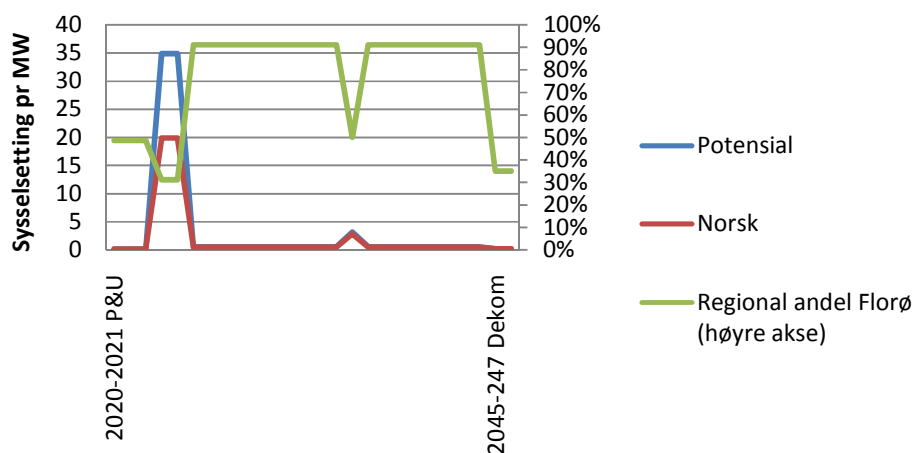
I dette avsnittet vises hvordan bruken av årsverk kan fordele seg over en 25-årsperiode. Resultatene for hver enkelt av de 15 vindsonene presenteres i vedlegg 2. Under løftes to typiske tilfeller, Træna fjorden – Selvær som har en bunnfast struktur og Stadthavet som er flytende, frem. En ser at skillet mellom bunnfast og flytende først og fremst er relevant for andelen lokale sysselsettingsvirkninger i planlegging og utviklingsfasen.

Figur 17: Virkninger over livsløpet basert på verdikjeden. P&U= Planlegging og utvikling, D&V= Drift og vedlikehold og Dekom=Dekommisjonering.

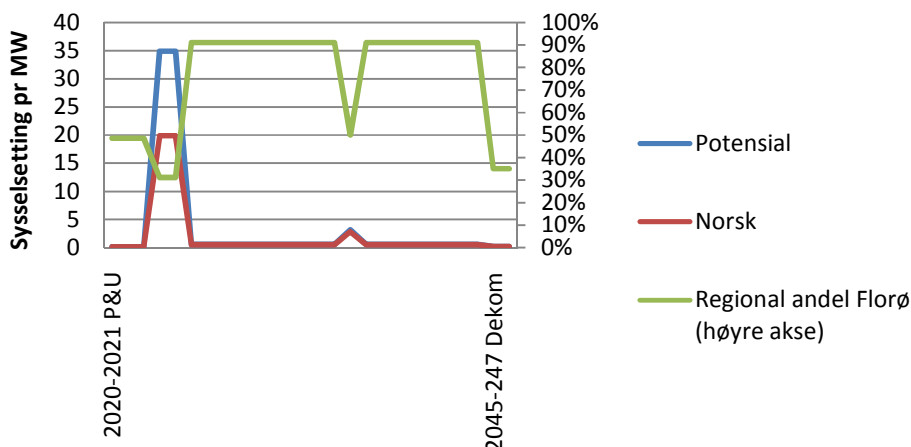
Trænafjorden – Selvær



Stadthavet



Stadthavet



Figur 17 viser at det kreves relativt få årsverk per MW i planleggingsfasen (ett tiendedels årsverk/MW). I byggefasen, som går over to år, ser en at antall årsverk øker kraftig. Det trengs om lag 20 årsverk per MW i denne fasen. Når drifts og vedlikeholdsfasen begynner krever driften sone om lag 0,4 årsverk per år. 0,3 av disse er ventet å tilfalle norske leverandører. I avviklingsfasen ser en at arbeidskraftsbehovet øker noe igjen. Halvparten av arbeidsplassene i avviklingsfasen er ventet å tilfalle norske arbeidstagere.

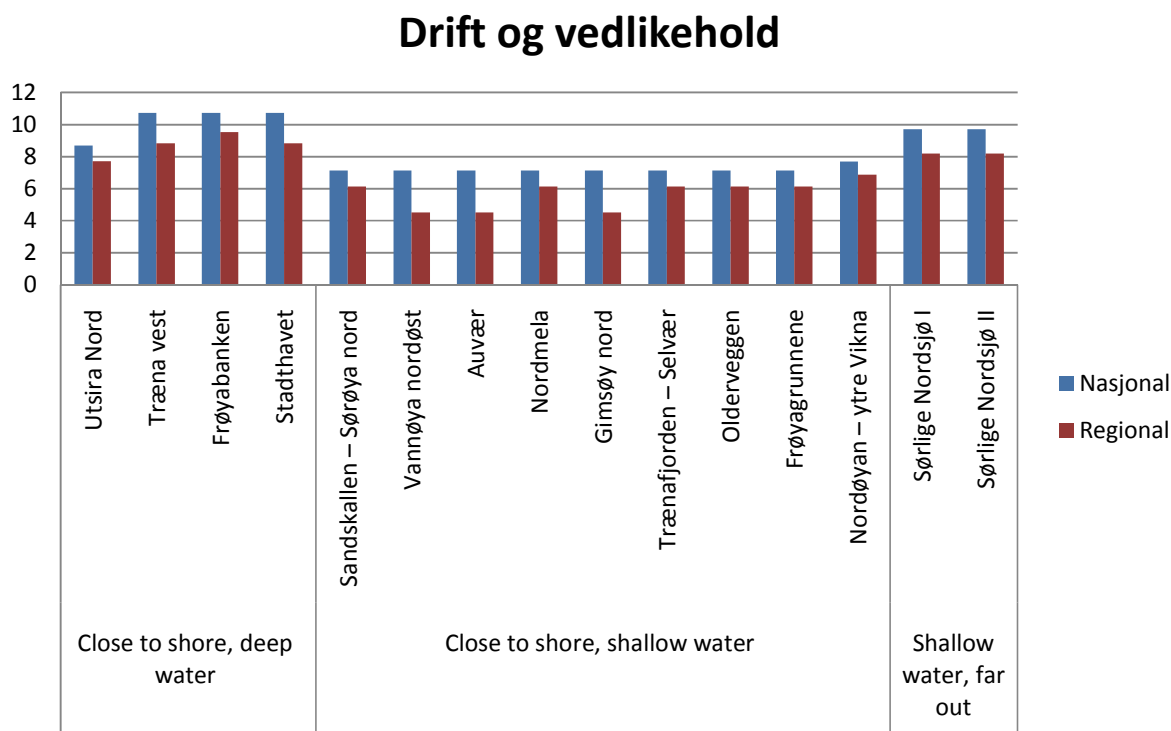
En ser også av figur 17 at den regionale andelen varierer betydelig over prosjektperioden. Andelen er lav de to første periodene, mens den stiger betraktelig og ligger over 80 prosent i driftsperioden. Den går til slutt noe ned i avviklingsperioden.

Om en ser på nye *varige* arbeidsplasser, kommer disse først og fremst i driftsfasen. I denne fasen er den norske og lokale andelen av sysselsetting relativt høy. Figur 18 viser hvordan antall arbeidsplasser varierer fra sone til sone i driftsfasen.

Høyest nasjonal sysselsetting kommer fra Træna vest, Frøabanken, Stadthavet og Sørlege Nordsjø I og II.

Det er først og fremst i forhold til bruken av årsverk i drifts og vedlikeholdsfasen det er mulig å gjøre direkte sammenligninger med erfaringer fra andre land. I kapittel 3.3 fremgikk det at anslagene for sysselsetting per MW pr år varierer mellom 1,76 til 0,2 i ulike beregninger og ulike scenarier. Disse tallene gjelder imidlertid for hele verdikjeden. Om en bare ser på drifts- og vedlikeholdsfasen er tallene fra Renewables Advisory Board (2010) (0,46 årsverk per MW per år) relativt like funnene i denne rapporten (mellom 0,25 og 0,4 årsverk per MW per år).

Figur 18: Antall arbeidsplasser innen drift og vedlikehold nasjonalt og regionalt.



Tabell 8: Antall årsverk per år i ulike faser i verdikjeden

	2020-2021 P&U	2022-2024 Bygging	2025-2045 D&V	2045-247 Dekom
Sandskallen – Sørøya nord	0,1	19,3	0,3	0,1
Vannøya nordøst	0,1	16,8	0,3	0,1
Auvær	0,1	19,0	0,3	0,1
Nordmela	0,1	16,8	0,3	0,1
Gimsøy nord	0,1	16,0	0,3	0,1
Træna fjorden – Selvær	0,1	20,0	0,3	0,1
Træna vest	0,1	20,3	0,5	0,2
Frøyabanken	0,1	19,9	0,5	0,2
Stadthavet	0,1	17,7	0,5	0,2
Olderveggen	0,1	19,4	0,3	0,1

Frøyagrunnene	0,1	19,6	0,3	0,1
Utsira Nord	0,1	19,3	0,4	0,1
Sørlige Nordsjø II	0,1	20,2	0,5	0,1
Sørlige Nordsjø I	0,1	20,6	0,5	0,1
Nordøyan – ytre Vikna	0,1	18,7	0,4	0,1

7.7 Oppsummering

I dette kapitlet presenteres ringvirkninger for utbyggingen av de 15 sonene, dvs. de økonomiske konsekvensene målt i verdiskaping og sysselsetting ved å utvikle og drifte de 15 utpekte sonene over en 25-årsperiode.

- Årsverksbehovet gjennom hele verdikjeden, er beregnet til å utgjøre mellom 71 og 86 årsverk per MW.
- Byggefase, som står for nær 80 prosent av arbeidskraftsbehovet.
- Størst samlet årsverksbehov er knyttet til utbygging av vindsonene på dypt vann
- Høyestregional verdiskaping (per MW) finner vi for 1000MW soner på dypt vann. Over en 25 årsperiode er samlet verdiskaping beregnet til drøye 25 millioner kroner pr MW.
- Vindsonene som ligger lengst nord som har lavest regional verdiskaping som følge av lav konsentrasjon av relevante næringer.

8 Betydningen for det lokale næringslivet

I analysene ovenfor kommer det ikke direkte frem hvor store de regionale effektene vil være for de ulike økonomiske regionene. Disse tallene avhenger av hvor stor utbyggingen av sonen vil være, et forhold som ignoreres når en bare beregner virkningene per MW. Det kommer heller ikke frem hvor stor del av det lokale næringslivet som vil kunne konkurrere om kontrakter i forbindelse med utbyggingene.

Vi ser fra Tabell 9 at antall sysselsatte personer i de økonomiske regionene spenner fra nesten åtte tusen i Florø, til over 43 tusen i Tromsø. Ett sysselsettingsbehov på like mange personer vil derfor ha ulike konsekvenser.

Tabell 9: Sysselsatte i økonomiske regioner i 2011. Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Økonomisk region	Sysselsatte etter bosted
Flekkefjord	8423
Sunnhordland	28910
Florø	7773
Kristiansund	17453
Namsos	9897

Sandnessjøen	7446
Lofoten	11703
Vesterålen	14558
Tromsø	43392
Hammerfest	12656
Alta	12045

Om en ser antall årsverk som kreves for hvert utredningsområde i forhold til antall sysselsatte i den økonomiske regionen kommer det frem hvor betydningsfull en utbygging vil være for det lokale næringslivet. Vi ser her på gjennomsnittlige årsverk per år og tar hensyn til at områdene er på ulike størrelse, i MW.

Tabell 10: Andel sysselsatt i havvind-næringen i ulike økonomiske regioner.

Utredningsområde	Antall årsverk over hele perioden	Gjennomsnittlige årsverk pr år	Andel sysselsatte innen havvind-næringen i tilhørende økonomiske region	Tilhørende økonomisk region
Sandskallen – Sørøya nord	3 088	124	1 %	Alta
Vannøya nordøst	2 721	109	1 %	Tromsø
Auvær	2 566	103	1 %	Tromsø
Nordmela	3 005	120	1 %	Vesterålen
Gimsøy nord	2 500	100	1 %	Lofoten
Træna fjorden – Selvær	3 088	124	2 %	Sandnessjøen
Træna vest	20 883	835	11 %	Sandnessjøen
Frøyabanken	23 765	951	5 %	Kristiansund
Stadthavet	23 645	946	12 %	Florø
Olderveggen	3 831	153	2 %	Florø
Frøyagrunnene	3 722	149	2 %	Florø
Utsira Nord	21 613	865	3 %	Sunnhordland
Sørlige Nordsjø II	22 665	907	11 %	Flekkefjord
Sørlige Nordsjø I	23 056	922	11 %	Flekkefjord
Nordøyan – ytre Vikna	4 032	161	2 %	Namsos

Det fremgår av tabell 18 at betydningen for det lokale næringslivet vil være liten for de fleste utredningsområdene, med en andel sysselsatte på mellom en og to prosent. For Sandnessjøen, Florø og Flekkefjord er det anslått at mellom 11 og 12 prosent av de sysselsatte vil kunne arbeide innenfor

havvindindustrien. Dette vil ha en stor betydning for disse områdene. Årsaken til dette er at dette er økonomiske regioner med under 10 000 personer sysselsatt, samtidig som det utredningsområdene er store (1000 MW).

8.1 Oppsummering

I dette kapitlet presenteres anslag på sysselsettingsvirkninger knyttet til utbyggingen av vindsonene i den enkelte økonomiske region. Våre anslag viser at andelen sysselsatte innen havvind i den enkelte region ligger rundt en til to prosent, med unntak Flekkefjord og Sandnessjøen der sysselsettingsandelen er beregnet til 11 prosent. Utbygging av havvind i sistnevnte regioner vil således kunne gi betydelig sysselsettingsvirkninger.

9 Erfaringer fra andre land

En rekke land har langt mer erfaring med utbygging av havvind enn det Norge, deriblant Storbritannia. I dette kapitlet beskrives virkninger for sysselsetting og andel nasjonale leveranser som følge av havvindutbygging med Storbritannia som case, for å finne læringspunkter som kan overføres til en fremtidig norsk havvindutbygging. Først en kort introduksjon for det europeiske nivået.

Tallene for sysselsetting innen havvindindustrien er forventet å øke betydelig i løpet av de neste ti årene. I følge European Wind Energy Association (EWEA), er det anslått at vindenergisektoren vil sysselsette 462 000 personer innen 2020 (EWEA, 2011). Av disse er det forventet at 169 500 personer, ca. 40 prosent vil sysselsettes innen havvindsektoren. Innen 2030 forventes det at 62 prosent av den totale sysselsettingen innen vindenergisektoren er sysselsatt innen havvindsektoren; ca. 300 000 arbeidsplasser av 480 000 totalt. Det er imidlertid verdt å stille seg kritisk til disse anslagene da det ikke fremkommer hvorvidt det er målt i varige arbeidsplasser som skapes gjennom livssyklusløpet til et havvindprosjekt, eller arbeidsplasser som skapes for en kort periode.

Europa vil kunne bruke denne produksjonsøkningen i havvind hjemme til å styrke sin stilling som eksportør av teknologi og andre tjenester til fremvoksende markeder. Imidlertid har den fornybare industrien generelt en høyere andel av jobbene som er klassifisert som "høy-kompetanse" enn økonomien for øvrig. Slik kompetanse er også etterspurt i andre næringer, noe som understreker viktigheten av å styrke opplæring og utdanning for å hindre fremtidig mangel på arbeidskraft.

Vi har her valgt å fokusere på Storbritannia og Skottland som case, blant annet grunnet følgende likheter med Norge som styrker erfaringsoverføringen:

- Befolkningsstørrelse, erfaringer fra olje og gass, samt maritim industri
- Relativt ny aktør innen havvindmarkedet
- Nærhet til norske havområder, noe som vil posisjonere Skottland som en relevant samarbeidspartner eller konkurrent
- Skottland har som målsetting å bevare verdiskapingen fra den fremvoksende havvindindustrien, noe de for øvrig ikke lyktes i å beholde innen olje- og gassindustrien.

I det følgende beskrives sysselsettingsvirkninger med fokus på antall årsverk generert og antall årsverk per utbygget MW som følge av planlagt havvindutbygging i Storbritannia. Tallene vi refererer til her er hentet fra et utvalg britiske studier. En uklar definisjon av begrepet "arbeidsplass" er imidlertid et problem for en rekke av de studiene vi har gjennomgått, blant annet fordi en rekke av studiene ikke tar hensyn til om det er varige arbeidsplasser som skapes gjennom livssyklusløpet til et havvindprosjekt. For eksempel vil arbeidsplasser som genereres i utbyggingsfasen, (som ved utbygging av infrastruktur) være i kortere tid enn arbeidsplasser som skapes i drifts og vedlikeholdsfasen. Dermed lar det seg ikke uten videre gjøre å sammenligne tall fra en studie til en annen.

9.1 Virkninger for sysselsetting i Storbritannia

Figur 8: Oversikt over de havvindsonene som fikk tildelt lisens (Cambridge Econometrics, 2011)



Frem til i dag har britiske myndigheter gjennomført tre runder for tildeling av lisenser som gir rettigheter til å utvikle havvindprosjekter i Storbritannia. I tillegg er lisenser tildelt fra skotske myndigheter innenfor skotsk territorialfarvann. Lisensrunde 1 og 2 utgjorde samlet rundt 8 GW. I januar 2010 kunngjorde britiske myndigheter hvilke utbyggere som fikk konsesjon for hver av de ni havvindsonene innenfor britisk territorialfarvann. Runde 3 tildelte i tillegg et utbyggingspotensial tilsvarende 32 GW. De nye havvindparkene er forventet å være i drift i 2015. I tillegg kommer havvindsonene tildelt for skotsk

territorialfarvann med et potensial på 5,7 GW, samt utvidelser for konsesjon i utbygging av runde 2 og 3 tilsvarende 2 GW.

9.1.1 Antall arbeidsplasser i Storbritannia i dag

I følge Cambridge Econometrics (2011) har antall årsverk (FTE) direkte tilknyttet havvindsektoren i Storbritannia blitt firedoblet fra 2007 til rundt 3100 i 2010. Brutt ned på de ulike fasene av verdikjeden ser det ut som følger (UKCES, 2011):

Tabell 11: Prosentvis fordeling av de 3.100 årsverkene i britisk havvindsektor på fasene i verdikjeden (Cambridge Econometrics, 2011)⁸

Nivå i verdikjeden	Andel av totale årsverk i havvindsektoren
Planlegging og utvikling	15 %
Design og produksjon	7 %
Byggefasen	41 %
Drift og vedlikehold	17 %

Storbritannia mer enn doblet i perioden 2007- 2010 den totale havvindkapasiteten fra 280MW til 680 MW. Som en følge av dette ble antall årsverk innen drift og vedlikehold også doblet. I løpet av den same fireårsperioden fant det sted en firedobling i antall årsverk som ble rapportert innen planlegging- og utviklingsaktiviteter. Det siste skyldes størrelsen (32MW) på den tredje lisensutdelingsrunden, kombinert med planene om å bygge ut 5.7 GW i skotsk territorialfarvann (UKCES, 2011).

9.1.2 Antall arbeidsplasser i Storbritannia frem mot 2020

En rekke britiske studier forsøker å anslå behovet for arbeidsplasser fordelt på de ulike fasene i verdikjeden for kommende havvindutbygginger. Slike prognoser er heftet med betydelig usikkerhet blant annet knyttet til fremtidig installert kapasitet for produksjon og lokale andeler av verdiskapningen, men gir likevel et interessant innblikk i potensialet. I det følgende presenteres ett knippe av de studiene som til nå har blitt utført.

En studie utført av UK Renewables Advisory Board (2010) beregner hvor mange arbeidsplasser som vil genereres i Storbritannia per utbygget MW frem mot 2020. Her konkluderes det med at 0,5 arbeidsplasser per utbygget MW er å forvente gjennom hele verdikjeden. Det er imidlertid ikke oppgitt hvor vidt dette er snakk om langvarige arbeidsplasser eller kortvarige arbeidsplasser.

En annen studie (Cambridge Econometrics, 2011) studerer for virkninger av sysselsetting ved utbygging i Storbritannia frem mot 2020. Her har man tatt utgangspunkt i tre ulike scenarioer:

⁸ Av referansen (UKCES 2011) fremkommer det ikke hvilke faser de resterende (20 %) årsverkene genereres.

- *Høyt scenario:* Sterk vekst frem mot 30,6 GW installert kapasitet i 2020, og stor andel nasjonale leveranser i tillegg til stor eksport fra UK til andre markeder.
- *Middels scenario:* Middels sterk vekst frem mot 23 GW installert kapasitet i 2020, der leverandører fra UK står for en middels stor andel leveranser.
- *Lavt scenario:* 13GW installert kapasitet i 2020, der britiske leverandører står for en begrenset andel leveranser og har en begrenset eksport.

De samlede sysselsettingsprognosene for disse scenarioene varierer fra 12 000 årsverk i 2020 ved lavt scenario til over 40 000 årsverk ved høyt scenario. Fordelingen av arbeidsplasser langs verdikjeden er vist i tabell 9:

Tabell 12: Behov for arbeidsplasser ved utbygging av havvind i Storbritannia frem mot 2020, fordelt på tre ulike scenarioer (målt i antall årsverk FTE) (Cambridge Econometrics, 2011), (UKCES, 2011)

Nivå i verdikjeden	Arbeidsplasser i 2020: Lavt scenario	Arbeidsplasser i 2020: Middels scenario	Arbeidsplasser i 2020: Høyt scenario
Planlegging og utvikling	605	957	1 326
Design og fabrikker	2 119	15 495	23 730
Bygging og installasjon	3 448	3 723	5 155
Drift og vedlikehold	4 913	8 170	10 434
Spesialisttjenester (finans, juss og teknisk etc.)	970	2 016	2 388
Totalt	12 056	30 362	430 333

Dersom man tar høyde for de tre ulike scenarioene som Oxford Economics har utført og beregner hvor mange arbeidsplasser som genereres per utbygget MW i 2020 får man følgende resultater:

Tabell 13: Antall arbeidsplasser per utbygget MW i Storbritannia frem mot 2020, for tre ulike scenarioer (målt i antall årsverk FTE)

Antall arbeidsplasser per utbygget MW i 2020: Lavt scenario	Antall arbeidsplasser per utbygget MW i 2020: Middels scenario	Antall arbeidsplasser per utbygget MW i 2020: Høyt scenario
1,07	0,75	0,71

Tabell 13 viser variasjon fra 0,71 til 1,07 arbeidsplasser (årsverk) per utbygget MW i Storbritannia i 2020.

PricewaterhouseCoopers har også gjennomført en lignende scenariostudie der de har brutt ned antall arbeidsplasser (årsverk) på de ulike fasene av verdikjeden (UKCES, 2011). Tabell 14, som baserer seg på PWC sine beregninger viser et noe ulikt mønster fordelt på verdikjeden, sammenlignet med Oxford Economics. I denne tabellen er "planleggings- og utviklingsfasen" viktigere i forhold til antall arbeidsplasser (årsverk) generert, mens "bygge- og installasjonsfasen" er relativt mindre viktig.

Tabell 14: Antall arbeidsplasser i Storbritannia frem mot 2020, for to ulike scenarier (målt i antall årsverk FTE) (UKCES, 2011)

Nivå i verdikjeden	Arbeidsplasser i 2020: Lavt scenario	Arbeidsplasser i 2020: høyt scenario
Planlegging og utvikling	1 800	4 600
Design og fabrikkering	2 700	8 200
Bygging og installasjon	4 800	12 400
Drift og vedlikehold	4 200	10 900
Spesialist leverandørtjenester (finans, juss og teknisk etc.)	1 500	30 00
Totalt	15 000	40 000

9.1.3 Antall arbeidsplasser i Skottland frem mot 2020

Scottish Renewables (2010) har også laget fire scenarier for utbygging av havvind i Skottland, og beregnet hvor antall arbeidsplasser som potensielt kan genereres ved utbygging frem mot 2020. Forutsetningene som er lagt til grunn i de ulike scenarioene er som følger:

- *Lavt scenario* tar høyde for svak vekst med 1,4 GW installert kapasitet frem mot 2020. Leveranser til utbygging av prosjektene er i hovedsak basert på import av tjenester, komponenter og utstyr.
- *Middels lavt scenario* tar høyde for installert kapasitet på 10,8 GW innen 2020. Imidlertid er leveranser til prosjektene basert på stor andel utenlandsk import.
- *Middels høyt scenario* tar høyde for installert kapasitet på 5,4 GW i 2020. Andel skotsk leveranse til de ulike fasene av verdikjeden er basert på sterk vekst i skotsk leverandørindustri. Sammenlignet med "høyt scenario", er det imidlertid mindre grad av industriutvikling innenlands og mindre eksport av skotske industrivarer og tjenester. Det forutsettes at en turbinfabrikant etablerer seg i Skottland, noe som vil styrke hele den skotske verdikjeden.
- *Høyt scenario* tar høyde for installert kapasitet på 10,8 GW innen 2020. Andel skotsk leveransene til de ulike fasene av verdikjeden er basert på meget sterk vekst i skotsk innenlandsk industri. Den industrielle utviklingen fører til at Skottland kan eksportere varer og tjenester. Eksporten vil primært komme innenfor maskineri og utstyr, offshore engineering, tjenester til utbygging, FoU og teknisk rådgivning.

Utviklingen av sysselsettingen i skotsk havvindindustri målt i antall årsverk (FTE) for de fire scenarioene frem mot 2020, er presentert i tabell 15. Vi har også vist dette for 2012 med forutsetning om 0,2 GW installert kapasitet for å vise utviklingen for de ulike scenarioene.

Tabell 15: Antall arbeidsplasser i absolutte tall og antall arbeidsplasser per utbygget MW (i parentes) generert ved utvikling av havvindsektoren i Skottland frem mot 2020 fordelt på 4 ulike scenarioer (målt i antall årsverk FTE) (Scottish Renewables, 2010).

År	Lavt scenario	Middels lavt scenario	Middels høyt scenario	Høyt scenario
2012	136(1,4)	664(0,3)	239(0,83)	684(0,2)
2020	914(1)	6130(1,76)	10506(0,51)	18056(0,59)

Dersom man tar høyde for de fire ulike scenarioene og beregner hvor mange arbeidsplasser som genereres per utbygget MW i 2020 får man en variasjon fra 0,51 til 1,76 arbeidsplasser (årsverk) per utbygget MW i Skottland i 2020.

9.2 Verdiskaping i Skottland

Dersom man tar høyde for verdiskapingen (Gross Value Added) i Skottland for henholdsvis 2012 og 2020 for de ulike scenarioene oppgitt i millioner NOK, får man følgende tabell:

Tabell 16: Verdiskaping (Gross Value Added) og verdiskaping per år per MW i Skottland oppgitt i millioner NOK frem mot 2020. (1£=10 NOK)

Utbyggingsår	Lav scenario	Middels lav scenario	Middels høy Scenario	Høyt scenario
2012	70 (0,35)	350 (1,75)	80 (0,6)	1310 (1,8)
2020	440 (0,1)	2990 (0,28)	8720 (1,61)	360 (1,21)

Tar man utgangspunkt i de fire ulike scenarioene og beregner hvor stor verdiskaping oppgitt i millioner NOK som genereres per utbygget MW i 2020 får man en variasjon fra 0,28 til 1,76 verdiskaping per utbygget MW per år i Skottland i 2020, oppgitt i millioner NOK.

9.3 Andel skotske leveranser

Scottish Renewables har også utarbeidet scenarioer for andel nasjonale leveranser. Her vises det til hvor store andeler det forventes å levere til det skotske markedet ved henholdsvis lavt og høyt scenario frem mot 2020.

Tabell 17: Andel skotske leveranser ved lavt og høyt scenario (Scottish Renewables, 2010)

Verdikjeden	Andel skotske leveranser: lavt scenario	Andel skotske leveranser: høyt scenario
Planleggings- og utviklingsfasen	20 %	50 %
Bygge- og installasjonsfasen	6,6 %	30,9 %
Drifts og vedlikeholdsfasen	33,1 %	44,7 %

Vi ser av tabellen at differansen i andel skotsk leveranse mellom høyt og lavt scenario er: 30 prosent innen planleggings- og utviklingsfasen, 24,3 prosent for bygge- og installasjonsfasen og 11,6 prosent for drifts og vedlikeholdsfasen. Scottish Renewables har også anslått hvor store skotske andeler som leveres til utbygging av havvindkraft frem mot 2020. Tabell 18 kommenterer andelen skotske leveranser langs verdikjeden:

Tabell 18: Nasjonale andeler skotske leveranser, overordnet vurdering (Scottish Renewables, 2010)

Nivå i verdikjeden		Overordnet vurdering av andel skotske leveranser
Planleggings- og utviklingsfasen	Infrastruktur og utvikling	- Begrenset tilgang til havner med tilfredsstillende dybde og egnede havnefasiliteter for ulike logistikkformål innen havvindindustrien - Per i dag er det ikke kapasitet i overføringsnettet utbygget for overføring ved fullskala produksjon. - Tilgjengelige Skotske leverandører av tjenester innen prosjektutvikling, Engineering (FEED) og kontraktører innen havvind
	Utviklingskostnader, inkl. design	
	Konsesjon	
Bygge- og installasjonsfasen	Teknisk og kommersiell ledelse	- Noen få skotske aktører med erfaring fra teknisk og kommersiell prosjektledelse - Svært begrenset antall skotske aktører med erfaring fra logistikk innen havvindsektoren (kapabiliteten i olje og gass sektoren er potensielt overførbart) - Noen få skotske leverandører i markedet innen produksjon sv komponenter (fundamenter, transformatorer, kabelutlegging og tårn) - Svært begrenset antall skotske leverandører som opererer i markedet innen produksjon av turbiner, stålkonstruksjoner og kabler - Skipsindustrien er i liten grad tilpasset bygging av formålskonstruerte fartøy spesialtilpasset ulike operasjoner innen havvindsektoren.
	Komponenter	
	Turbiner, transformator og tårn	
	Fundament	
	Kabler	
	Transformator	
	Stasjon	
	Installasjon	
	Fundament og MetMast	
	Vindturbiner	
	Kabelutlegging	

	Testing og igangsetting	
Drifts- og Vedlikeholdsfase	Drift	- Ulike eksisterende aktører som leverer maritime tjenester til andre sektorer (olje og gass) og som potensielt kan overføres til havvindsektoren
	Vedlikehold	- Det er en rekke skipsverft i Skottland som potensielt kan tilpasse seg behovene innen drift og vedlikehold (Potensial for overføring av tjenester fra olje og gass sektoren) - Ulike maritime tjenester som tilbys i bygge og installasjonsfasen kan potensielt også overføres til drifts og vedlikeholdsfasen. Gjennom kontrakter med turbinprodusenter (under garantiperioden) og prosjektutviklere (etter garantiperioden).
Dekommisjonering	Andre kostnader	- Potensiell overføring av leveranse, tjenester og kompetanse fra olje og gass sektoren

9.4 Erfaringsoverføring til Norge

I en norsk kontekst er det verdt å merke seg at tallene for arbeidsplasser varierer sterkt mellom ulike studier, men ingen opererer med mindre enn en arbeidsplass per 0,5 MW. Dette må i seg selv regnes som et betydelig tall.

I motsetning til Norge har Storbritannia bare i begrenset grad maktet å bygge opp en sterk og eksportrettet nasjonal leverandørindustri til petroleumsnæringen. Som det fremgår av tabell 18 regnes mangelen på slik kompetanse som en av de fremste hindrene for skotsk næringsliv i kampen om havvindkontrakter. Dette viser tydelig at eksisterende kompetanse i den norske petroleumssektoren vil være avgjørende for å sikre høy norsk verdiskaping forbundet med utbygging av de 15 sonene, spesielt i byggefasen, der britiske selskaper ventes å gjøre det spesielt svakt. Om utvinningstempoet på norsk sokkel er svært høyt i 2020 kan det vise seg vanskelig å få mobilisert denne kompetansen.

Mangelen på egnede skotske havner for utbygging av havvind understreker ellers at det også her ligger et potensiale for norske aktører, gjennom samarbeid som sikrer bruk av norske havner.

9.5 Oppsummering

I dette kapitlet har vi presentert en oversikt over erfaringer knyttet til utvikling av havvind prosjekter i andre land med fokus på England og Skottland.

- Når det gjelder sysselsettingsvirkninger viser studier for Storbritannia en variasjon på 0,71 til 1,07 arbeidsplasser (årsverk) per utbygget MW for ulike utbyggingsscenarier. Tilsvarende tall for Skottland viser en variasjon fra 0,51 til 1,76 arbeidsplasser (årsverk) per MW.
- Analysene av verdiskaping (bruttoprodukt) viser en variasjon fra 0,28 mill til 1,76 mill per utbygget MW i Skottland. Vi har ikke grunnlag for å kunne beregnet tilsvarende tall for Storbritannia.

- Når det gjelder andelen nasjonale leveranser i Skottland ventes disse å ligge mellom 7 prosent og 30 prosent i utbyggingsfasen og mellom 33 prosent og 45 prosent i drifts- og vedlikeholdsfasen.
- Analysen understreker behovet for å mobilisere den norske leverandørindustrien til petroleumsnæringene for å sikre en høy nasjonal andel av verdiskapningen.

10 Konklusjon - Sysselsetting og næringsliv

Rangeringskriterium

I dette kapittelet rangeres sonene etter hvilke som gir høyest nasjonal sysselsetting og nasjonal verdiskaping per MW. Til slutt vektresultatene med lik vekt på hver komponent. Dette gir den samlede rangeringen.

Basert på kriteriene som ligger til grunn er det, slik det fremgår av tabell 19, Træna vest som er den mest attraktive vindsonen med hensyn til verdiskaping og sysselsetting.

Av rangeringsmatrisen fremgår det at de sonene som scorer høyest på nasjonal verdiskaping og sysselsettinger de som enten ligger langt fra kysten eller på dypt vann (orange og blå bakgrunn). Områdene Trænafjorden – Selvær og Sandskallen nord er riktig nok klassifisert som nær kysten og grunt vann. Dette er imidlertid de som ligger lengst fra tilknytningspunktene i denne kategorien. De scorer litt høyere enn Utsira nord som ligger marginalt nærmere tilknytningspunktet.

Tabell 19: Rangering av soner basert på nasjonal verdiskaping og sysselsetting.

Utredningsområde	Sysselsetting	Verdiskaping	Total score	Størrelse (MW)
Sørlige Nordsjø I	2	1	1	1000
Træna vest	1	2	1	1000
Stadthavet	3	3	3	1000
Sørlige Nordsjø II	5	4	4	1000
Frøyabanken	4	5	4	1000
Trænafjorden – Selvær	6	6	6	200
Sandskallen – Sørøya nord	8	7	7	1000
Utsira nord	7	8	7	200
Nordøyan – ytre Vikna	9	9	9	200
Auvær	10	10	10	200
Olderveggen	11	11	11	200
Frøyagrunnene	12	12	12	200

Vannøya nordøst	13	13	13	200
Nordmela	14	14	14	200

Norsk næringsliv har gode forutsetninger for å lykkes i konkurransen om kontrakter innenfor havvind, og industrien vil potensielt ha store positive konsekvenser for norsk økonomi. I hvilken grad dette potensialet faktisk realiseres avhenger i stor grad av politisk vilje til å legge til rette, i tillegg til ledig kapasitet i norsk økonomi fremover. Det siste bestemmes i stor grad av aktiviteten i petroleumsnæringen.

11 Forholdet til kommersielle aktører – behov og tilrettelegging

Dette kapittelet diskuterer hvordan norske myndigheter kan skape rammebetingelser som sikrer kommersielle aktører og investorersinteresse i norsk havvind. Kapittelet behandler både konsesjonsprosessen og generelle rammebetingelser. Innholdet er basert på konsulentens markedskunnskap og diskusjon med relevante markedsaktører.

11.1 Ulike aktørers forventninger er i endring

Tabellen under viser de sentrale kommersielle industrielle aktørene som er involvert i utviklingen av et vindkraftverk til havs:

Tabell 20: Sentrale aktører i utviklingen av et havvindprosjekt

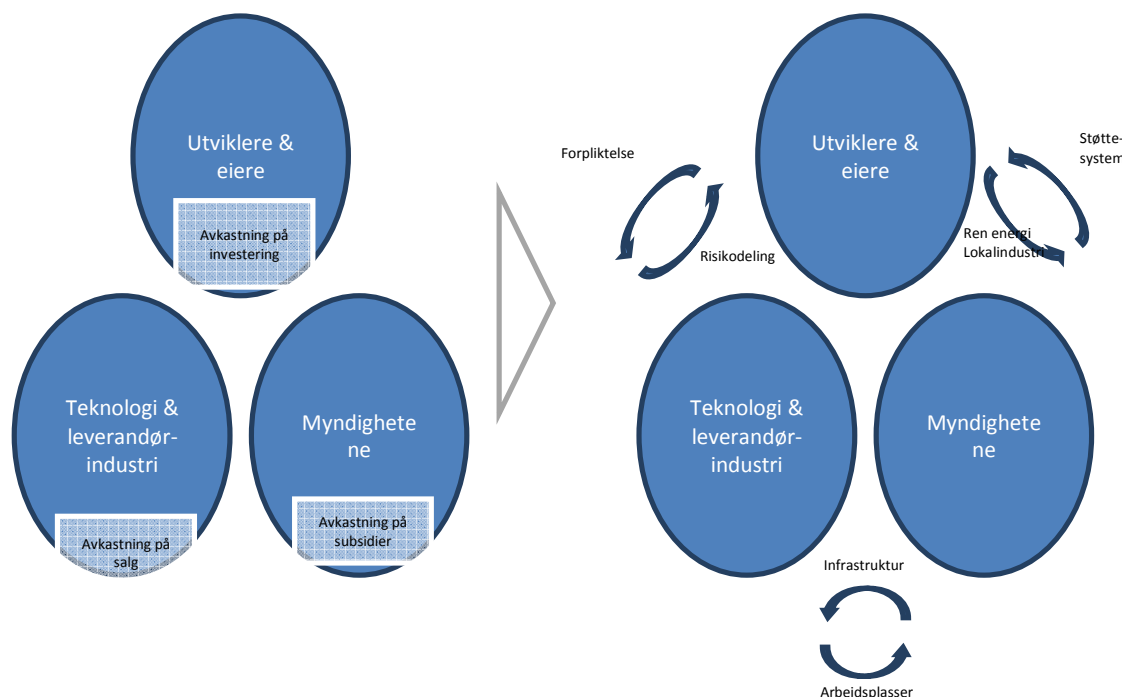
	Kommentar	Eksempler på kandidater i Norge
Rene utviklere	Involvert gjennom hele konsesjonsprosessen. Eksisterer vanligvis før investeringsbeslutningen.	Havgul Clean Energy
Utviklere / operatører	Nasjonale og regionale kraftselskap og operatører av kraftverk.	Statkraft, Statoil, Lyse og Vestavind offshore/BKK
Teknologi- og innovasjonsaktører	Teknologikonsept og nye metoder/prosesser.	OWEC Tower, Seatower, Vici Ventus og Goodtech
Leverandørindustri	Leverandører av utstyr og serviceleverandører til offshore virksomhet.	Kværner, WindCarrier, NorWind Installer, InWind, Nexans og Prysmian/Draka

De kommersielle aktørene i tabellen over kan igjen deles i to hovedkategorier:

- Utviklere og eiere
- Teknologi og leverandørindustri

I verden forøvrig er myndighetenes rolle i forhold til havvind på vei bort fra den tradisjonelle modellen som en konsekvens av økte forventninger og økt grad av interaksjon mellom de ulike interessentene, som illustrert i figur 19.

Figur 19 Hvordan sentrale aktørers forventninger har endret seg



11.2 Etablere konkurransedyktige investeringsvilkår

11.2.1 Forutsetninger for kommersiell interesse i norsk havvind

For kommersielle aktører vil investeringsens lønnsomhet alltid være det viktigste kriteriet. Grunnet de store kapitalkravene og den høye risikoen utvikles havvindkraftverk oftest av finansielt robuste aktører, slik som internasjonale kraftselskap. Eksempler er Statkraft, Statoil, danske Dong Energy og tyske ERW. Disse er alle involvert i utbygginger utenfor sine respektive hjemland. Som store internasjonale aktører som disse vil vurdere attraktiviteten i norsk havvind opp mot havvindprosjekter i andre land.

Listen under peker ut sentrale risikomomenter som kommersielle aktører vil vurdere før de tar stilling til en investering i norsk havvind:

1. Usikkerhet rundt den politiskeforpliktelsen til havvind på lang og mellomlang sikt, som en følge av at det ikke foreligger noen politisk akseptert tidsplan for utlysning/utbygging.
2. Manglende politisk interesse for å få på plass demonstrasjons- og pilotkraftverk.
3. Høy teknisk risiko forbundet med utbygging grunnet komplekse grunnforhold, store dyp og harde værforhold.
4. Usikker cash flow som en følge av manglende eller usikre statlige subsidier.
5. Manglende kapasitet i relevante norske virksomheter som følge av høy aktivitet i petroleumsnæringen.

Avklaring av punktene 1-5 over vil være avgjørende for å sikre interesse fra utbyggere fremover. Vi ønsker spesielt å understreke viktigheten av punkt 5. Uten bedre kjennskap til vekselvirkningene mellom

havvindnæringen og leverandørindustrien til petroleumsnæringen, og forventet kapasitet i norsk økonomi i 2020 inkludert petroleumsnæringen er det ikke mulig å gjøre seg opp en mening om norsk næringsliv sin faktiske evne til å levere innovative og kostnadsbesparende teknologi og kompetanse til havvindindustrien. Videre studier bør gjennomføres for å etablere dissesammenhengene.

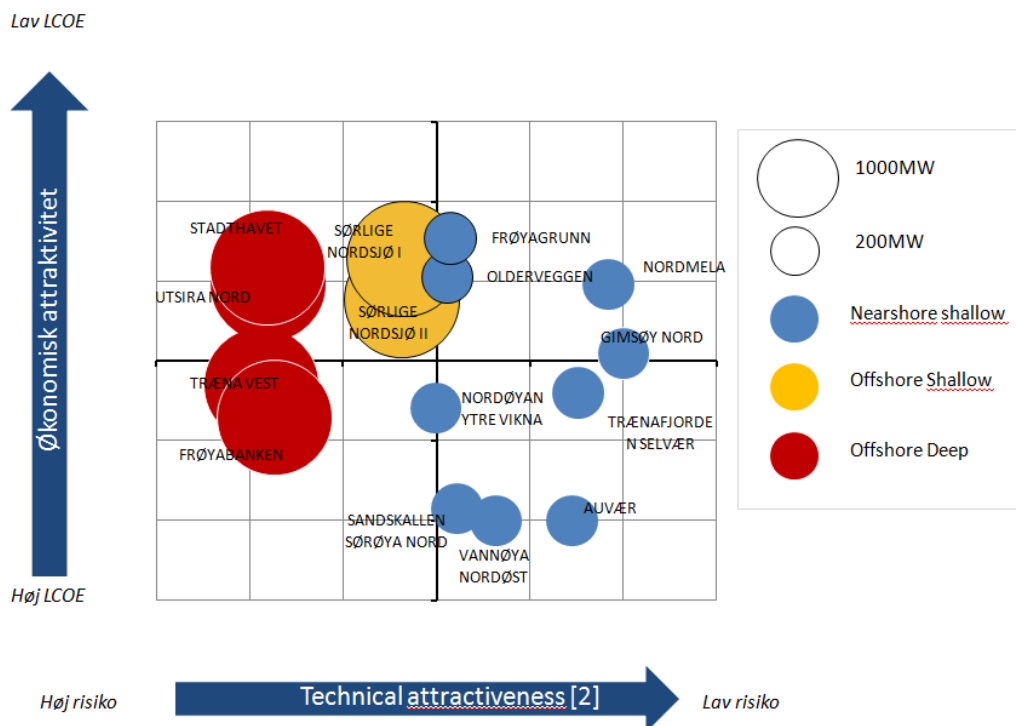
For å sikre interesse fra tilstrekkelig tunge aktører må norske myndigheter så tidlig som mulig avklare de tekniske karakteristikken ved hvert prosjekt, få på plass en tydelig og troverdig planleggingsprosess og redusere usikkerheten knyttet til fremdrift så mye som mulig. Økonomiske rammer og risikoelementer ved de norske havvindsonene må klargjøres for bedre å kunne sammenlignes med lignende områder i Europa for øvrig.

I tillegg til rammebetingelser for kommersielle prosjekter vil det også være viktig at staten sikrer finansiering for demonstrasjon- og pilotprosjekter i norske farvann. Norske og internasjonale teknologiaktører vil kunne bruke slike prosjekter til å styrke sin posisjon i markedet, og derfor være villige til å bidra finansielt til å få dem realisert.

11.2.2 Hvordan få investorer til å investere i en bestemt havvindsone

De teknologiske og økonomiske profilene av hver enkelt sone som presenteres i Fagutredning 2 viser forventet levelised cost per MWh og teknisk attraktivitet (risiko, kompleksitet osv.) i et 2020-perspektiv. Resultatene av denne analysen bør være et godt startpunkt for dialog med næringen.

Figur 20 Hvordan sentrale aktørers forventninger har endret seg



Et sentralt poeng er at rankingen av de ulike sonene hva angår attraktivitet for en investor og samfunnsøkonomisk nytte vil være ulik. Samfunnsøkonomisk nytte vil øke i takt med den norske andelen av verdiskapning og prosjektets totale kostnad, mens investorer vil ønske å redusere kostnad og risiko for å oppnå høyest mulig avkastning i lys av risikoen. Investorer vil naturlig nok være interessert i de sonene som gir den beste balansen mellom avkastning og risiko. For å sikre interesse fra investorer anbefales det derfor at sonene (sett som kommersielle prosjekt) først prioriteres basert på teknologisk og økonomisk attraktivitet (med investorenes perspektiv), før samfunnsøkonomisk nytte brukes til å velge mellom toppkandidatene.

For demonstrasjons- og pilotprosjekter som skal vise frem norsk teknologi og styrke eksportnæringen vil en annen fremgangsmåte være nødvendig, da spesifikke egenskaper ved eksportmarkedet må tas i betraktning.

11.2.3 Arena for direkte dialog mellom sentrale kommersielle aktører og investorer

Når en tar i betraktning tidsplanen som legges til grunn i denne utredningen (2020) og de underliggende usikkerhetene må det forventes at attraktiviteten til de ulike sonene, og norsk havvind generelt vil endre seg over tid. En investor som er interessert i å bli involvert i planlegging og utvikling av en bestemt sone vil være mest interessert i å få en dypst mulig forståelse av prosjektets karakteristikk på et så tidlig tidspunkt som mulig.

- Det er anbefalt at myndighetene deler informasjon om tekniske og økonomiske forhold ved sonene med havvindindustrien, og skaper en plattform for dialog.
- Videre er det anbefalt at videre tekniske og økonomiske studier gjennomføres for alle interessante soner, og at informasjonen deles med offentligheten for å gi potensielle investorer best mulig informasjon. Slik vil studiene også kunne studeres og kommenteres av det vitenskapelige miljø.

11.3 Tilrettelegging av konsesjonsprosessen

11.3.1 Erfaringer fra utlandet

Det finnes ingen standard planleggingsverktøy for utviklingen av vindkraftparker til havs, heller ikke for konsesjonsprosessen. Ulike land følger ulike prosesser, men et typisk fellestrekk er anerkjennelsen av at de er viktig å gi industrielle aktører synlighet i markedet og trygghet. Med dette utgangspunktet har mange land etablert effektive, stabile og åpne planleggings- og konsesjonsprosesser.

Utvikling av havvindprosjekter er en kapitalintensiv aktivitet med lang tidshorison. Aktørenes finansielle styrke og langsiktige forpliktelse til prosjektene har derfor vært et sentralt kriterium i britiske myndigheter sitt valg av aktører. Dette førte til at store nasjonale og internasjonale kraftselskaper gikk vinnende ut av den tredje runden med konsesjoner.

Etablering av et forum for kommunikasjon mellom myndighetsinstitusjonene som har hånd om konsesjonsprosessen og utviklere har vist seg verdifullt. Dette gir mulighet for diskusjon rundt nøkkelspørsmål åpner en arena for læring og erfaringsoverføring gjennom konsekvensutrednings/konsesjonsprosessen for de ulike sonene.

11.3.2 Situasjonen i Norge

Den store kapasiteten (i MW) som ligger i utenlandske muligheter (alle soner i Storbritannias tredje runde er i GW-klassen) tiltrekker seg naturlig nok oppmerksomhet fra norske og internasjonale eiere og utviklere (inkludert Statkraft og Statoil). De norske sonene vil derfor trolig hver for seg eller kumulativt måtte overstige en minimumsgrense for å være attraktive. Prosjekter på 100-200MW vil trolig falle under denne grensen, da de fleste fremtidige prosjekt internasjonalt vil være minst 300MW.

Konsesjonsprosessen for vindkraftverk til havs ble av intervjuobjektene ikke identifisert som en stor utfordring i en norsk kontekst. Dette kan skyldes at det enda ikke foreligger noen slik prosess som kan kommenteres. På bakgrunn av de store utfordringene som Storbritannia og Tyskland gjennomgikk relater til nettutbygging (finansiering og forsinkelser), identifiserte de norske aktørene dette som en mulig utfordring også i Norge.

Det må også påpekes at mulige utviklere i Norge gjerne er regionale heller enn nasjonale eller internasjonal aktører som en følge av strukturen i det norske kraftmarkedet. Videre har enkelte regionale kraftselskap tatt strategiske posisjoner i markedet for å styrke lokal teknologiutvikling og verdiskapning. Eksempler på dette inkluderer:

- Lyse er deleier i flere teknologiselskaper inkludert Vici Ventus, SWAY og Anglewind.
- TrønderEnergi Invest er deleier i NorWind Installer og OWEC Tower.
- BKK inngår sammen med andre regionale kraftselskaper Vestlansalliansen⁹ og eier Vestavind offshore som har utviklet Havsulprosjektet og er aktive støttespillere for norsk teknologiutvikling og oppbyggingen av en nasjonal leverandørindustri.

På denne bakgrunn kan det være riktig å legge til grunn andre kriterier for valg av utviklere enn de som for eksempel ble brukt i Storbritannia.

11.3.3 Konsekvensutredninger/konsesjonsprosess for vindkraftverk til havs – Teknologi- og leverandørindustriaktører.

Total størrelse (MW) og tidsplan for utbygging av de ulike sonene er sentralt for aktørene i leverandørindustrien, da disse ligger til grunn for de nødvendige investeringsbeslutningene (slike beslutninger krever normalt god synlighet i markedet eller tilstrekkelige ordreserver). I praksis vil det være mest attraktivt for leverandørindustrien at utbygging av de ulike sonene/prosjektene skjer trinnvis, slik at et gitt verft eller fartøy kan benyttes på ulike prosjekter.

⁹ <https://www.vestlandsalliansen.no>

Tildeling av konsesjoner for havvindprosjekter er en kompleks oppgave. Det må tas hensyn til et vidt spekter av miljømessige faktorer, i tillegg tekniske og konstruksjonsmessige utfordringer som skal balanseres med de forutsette miljømessige forutsetningene. Dette er spesielt sentralt i Norge der spekteret av mulige tekniske løsninger forblir usikkert grunnet lokalitetsspesifikke kompliserende forhold og fraværet av en tidsplan for utbygging.

11.3.4 *Anbefalinger til NVE / OED*

For å skape interesse blant kommersielle aktører bør miljøkonsekvensutredningen og konsesjonsprosessen designes som følger:

- Utforme en formell konsesjonsprosess som del av et tydelig og ambisiøst nasjonalt veikart som inkluderer mål og en tidsplan for utplassering.
- Sette mål for kapasitet som for hver enkelt sone og kumulert er tilstrekkelig til å tiltrekke seg interesse fra utviklere, fremtidige eiere og aktører i leverandørindustrien. Et tak og gulv for akseptabel kapasitet i hver sone bør settes av Statnett. Det er videre anbefalt at utvalgte prosjektutviklere må demonstrere hvordan de vil optimere kapasiteten i hver sone og samtidig ta de nødvendige tekniske og miljømessige hensyn.
- Identifisere på forhånd hvordan tildelings- og finansieringsstøtte til demonstrasjon- og pilotprosjekt vil behandles som en del av utviklingen av de ulike sonene.
- Være fleksible i valg og avgrensing av soner i en tidlig fase.
 - Unngå å rangere de mest attraktive sonene, men heller ekskludere soner som ikke overholder gitte tekniske og økonomiske kriterier.
 - Gi kommersielle aktører mulighet, gjennom work shops, til å komme med innspill til valg av soner og kapasitet i hver sone i en tidlig fase.
- Gi utviklere nødvendig trygghet vedrørende den kommersielle attraktiviteten til prosjektene. Dette kan oppnås ved å 1) skaffe til veie tilstrekkelig grunnlagsdata for utviklernes tekniske og finansielle forhåndsanalyser (detaljerte sammenlignbare tekniske og økonomiske studier for de mest attraktive sonene bør gjøres offentlig tilgjengelige) 2) forplikte seg til å innføre tilstrekkelig gunstige støtteordninger.

11.4 Oppsummering

I dette kapitlet har vi gått gjennom sentrale grep som norske myndigheter bør ta for å tiltrekke seg interesse fra kommersielle aktører for utbygging av norsk havvind.

- Videre studier bør gjøres for å avklare hva kapasiteten i relevante norske virksomheter kan ventes å være i 2020 i lys av aktivitetsnivået i petroleumsnæringen.
- For å sikre interesse fra investorer anbefales det derfor at sonene (sett som kommersielle prosjekt) først prioriteres basert på teknologisk og økonomisk attraktivitet (med investorenes perspektiv), før samfunnsøkonomisk nytte brukes til å velge mellom toppkandidatene.

- Et sentralt grep for å redusere usikkerhet/risiko vil være utformingen av en formell konsesjonsprosess som del av et tydelig og ambisiøst nasjonalt veikart inkludert mål og en tidsplan for utplassering.
- Det bør etableres et forum for diskusjon og informasjonsutvikling mellom kommersielle aktører og norske myndigheter som del av konsesjonsprosessen.

Litteraturliste

Cambridge Econometrics. (2011). *Working for a Green Britain: Employment and Skills in the UK Wind & Marine Industries*. Cambridge: Cambridge Econometrics.

EWEA. (2011). *Wind in our sails: The coming of Europe's offshore wind industry*. EWEA.

Multiconsult. (2012a). *Economic Assessment of 15 Offshore Wind Zones in Norway: Work Package 2*. Oslo: Multiconsult for NVE.

Multiconsult. (2012b). *Offshore Wind Norway 2012*. Oslo: INTPOW.

Renewables Advisory Board. (2010). *Value breakdown for the offshore wind sector*. Renewables Advisory Board.

Scottish Renewables. (2010). *Scottish Offshore Wind: Creating an Industry*. Scottish Renewables.

Statistik sentralbyrå. (2012). *Standard for økonomiske regioner (NOS C 616)*. Oslo: Statistisk sentralbyrå.

UKCES. (2011). *Maximising employment skills in the offshore wind supply chain. Volume 1 - Main Report*. UK Commission for Employment and Skills.

Vedlegg: Begrunnelse for valg av norske andeler leveranser

Project management

Most of the project and risk management skills is expected to be based on Norwegian skills transferred from Oil & Gas. Several companies have been active in that area including DNV, Tristein or inhouse competence within contractors.

We assume a limited but necessary contribution from abroad in order transfer offshore wind experience from foreign markets. Norway's project management and expertise in floating solutions should bring a higher local content share (85%) than bottom fixed (70%).

Turbine supply

A few turbine technology players are located in Norway: SWAY (Bergen) or Blaaster (Trondheim) could be candidates for testing their technology in Norwegian waters. They will however build manufacturing capacity abroad to access cheaper labor cost, secure eventual governmental financial incentives and be located closer to large foreign markets. GE however decided to exit Norway as manufacturing base in 2011 after acquiring Trondheim based Scanwind.

Turbine supply could thus be partly provided by Norway. While prototype turbines could indeed be assembled and tested in Norway, the prospects of developing in Norway large turbine manufacturing facilities is unlikely. We assume a 15% share corresponding to 3 turbines of 10MW as part of a 200MW offshore wind farm.

Support structure fabrication

Bottom fixed support structure - The Norwegian industry has the capability to provide offshore bottom fixed support structures. This was already the case through several recent Norwegian contracts in UK and Germany (ex: Alpha Ventus; Nord See Ost; Dolwin offshore wind cluster). Established players and new entrants include Kvaerner, OWEC Tower, Vici Ventus, Seatower Reinertsen or Westcon.

Within 2020, a new supply chain is likely to be built abroad while the Norwegian industry may remain primarily mobilized towards Oil & Gas to a great extent. The risk for the Norwegian industry of losing its initial competitive edge (technology and cost wise) is thus present. A review of the *WP2 technological and economic development trends* however indicates that Norwegian site conditions could require specific technological and supply chain solutions that may not be directly transferable from abroad. We have assumed in our model that the Norwegian industry secures a high share of the support structure manufacturing (80%).

It is important to note that local content calculation does not exclude import of raw materials. Although it is too early to specify which technology concept will be selected, it is important to keep in mind that

some solutions such as concrete gravity based structures would imply a larger local content than steel base structure such as jacket.

Floating support structure - As presented in *WP2 technological and economic development trends*, the maturity and cost competitiveness of floating offshore wind solutions and the readiness of its supply chain may not be effective before the 2020-2025. Some leading Norwegian players such as Hywind, SWAY or Windsea have entered the market.

The Norwegian share related to floating is thus highly dependent on whether technology development (including demonstration site) will be implemented in time for 2020 and whether Norwegian players will actually take an active part of it. We have assumed that Norwegian players does succeed in setting up a Norwegian based floating technology and supply chain. As a result, the Norwegian share for floating structure for the meteorological masts and support structures is very high (90%).

Electrical equipment procurement

Cables: Strong capabilities from Norway could be mobilized (95% local content). Existing players include Nexans, Draka / Prysmian, Parker Scanrope / Cable.

Substation: Players such as Aibel or GoodTech (former Troll WindPower) are present in this segment and several yards are in position to serve this market for which the requirements are very similar to the Oil & Gas (single unit delivery). Transformers and switchgears are usually imported while topside structure and other equipment can be manufactured in Norway. The overall substation can be assembled in Norway and is therefore seen as local content. 70% is assumed to be local content.

Installation / Marine operations

Several players have taken position to serve this work package through the ownership of heavy lift vessels and the development of pre-assembled self-installing technological solutions. Lead players include Windcarrier (Fred Olsen), NorWind Installer (experience from Alpha Ventus EPCI), Ingenium Ventus, Inwind or Master Marine. The floating market will be particularly interested in leveraging on the access to deep fjords which allows a safe offshore pre-assembly of units in a sheltered environment. We thus expect a higher procurement from Norway in the case of floating projects. In the case of bottom fixed projects, strong competition could be expected from abroad.

O&M

Operational center and large majority of staff would be based in Norway although some unscheduled heavy maintenance for bottom fixed projects is likely to require conventional heavy lift vessels most of which would be contracted to foreign players.

Decommissioning

Decommissioning would be predominantly procured by Norwegian players building on experience from decommissioning of Oil & Gas platforms.



Multiconsult

www.multiconsult.no

Nedre Skøyen 2
0276 Oslo, Norway

Utgitt i Rapportserien i 2012

- Nr. 1 Kvikkleireskred ved Esp, Byneset i Trondheim. Kari Øvrelid (20 s.)
- Nr. 2 Årsrapport for tilsyn 2011 (40 s.)
- Nr. 3 Første inntrykk etter ekstremværet Dagmar, julen 2011 (28 s.)
- Nr. 4 Energy consumption. Energy consumption in mainland Norway (59 s.)
- Nr. 5 Climate change impacts and uncertainties in flood risk management: Examples from the North Sea Region (62 s.)
- Nr. 6 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2011. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.) (86 s.)
- Nr. 7 Statistikk over nettleie i regional- og distribusjonsnettet 2012. Inger Sætrang (53 s.)
- Nr. 8 Flomrisikoplan for Gaula ved Melhus. Et eksempel på en flomrisikoplan etter EUs flomdirektiv (78 s.)
- Nr. 9 Inntak Viddal – FoU-prosjekt på tilbakespyling. Sluttrapport. Jan Slapgård (31 s.)
- Nr. 10 Oversikt over vedtak og utvalgte saker. Tariffer og vilkår for overføring av kraft 2011 (15 s.)
- Nr. 11 Flomsonekart: Delprosjekt Ålen: Kjartan Orvedal, Julio Pereira
- Nr. 12 NVEs årsmelding 2011
- Nr. 13 Vannet vårt. Hydrologi i Norge 2011
- Nr. 14 Capacity building in Hydrological Services Course in Water Level recording and Data Processing at Ministry of Water and Energy 13th – 16th February 2012. Documentation (23 s.)
- Nr. 15 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2011. Jonatan Haga og Per Alve Glad (40 s.)
- Nr. 16 Challenges in Flood Risk Management Planning. An example of a Flood Risk Management Plan for the Finnish-Norwegian River Tana. Eirin Annamo (59 s.)
- Nr. 17 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 1. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 18 Eksempelsamling. Risiko- og sårbarhetsanalyser for kraftforsyningen
- Nr. 19 Annual Report 2011 The Norwegian Energy Regulator
- Nr. 20 Flomberegning for Levangselva. Lars-Evan Pettersson
- Nr. 21 Driften av kraftsystemet 2011. Karstein Brekke (red.)
- Nr. 22 Annual report 2009 The cooperation between the Norwegian Agency for Development Cooperation (Norad), the Ministry of Foreign Affairs (MFA) and the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)
- Nr. 23 Flaumsonekart. Delprosjekt Naustdal Siss-May Edvardsen, Camilla Meidell Roald
- Nr. 24 Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak 2011
- Nr. 25 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 2. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 26 Glimt fra NVEs historie. Per Einar Faugli
- Nr. 27 Glimses form the history of NVE. Per Einar Faugli
- Nr. 28 Regiontjenesten 100 år. Per Einar Faugli
- Nr. 29 Flomsonekart. Delprosjekt Vigeland. Per Ludvig Bjerke og Julio Pereira
- Nr. 30 Energibruksrapporten 2012. Energibruk i husholdningene.
- Nr. 31 Flom og stor vannføring forårsaket av ekstremværet Frida august 2012
- Nr. 32 Bioressurser i skog – kartlegging av økonomisk potensial. Even Bergseng, Tron Eid, Per Kristian Rørstad og Erik Trømborg, UMB
- Nr. 33 Naturfareprosjektet: Kvikkleireworkshop. En nasjonal satsing på sikkerhet i kvikkleireområde. Teknologidagene, Trondheim, 2012
- Nr. 34 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Datarapport for Kvikkleireskred ved Esp i Byneset i januar 2012
- Nr. 35 Naturfareprosjektet: Skredvarsling, beredskap og sikring Erfaringer fra studietur til Ministry of Transportation (British Columbia) og Canadian Avalanche Center Teknologidagene, Trondheim, 2012
- Nr. 36 Tid for ny markedsdesign? Finn Erik Ljåstad Pettersen, Anne Sofie Ravndal Risnes

- Nr. 37 Flomberegning for Fagernes (012.LZ). Ingeborg Kleivane
- Nr. 38 Inventory of Norwegian glaciers. Liss M. Andreassen and Solveig H. Winsvold (Eds.)
- Nr. 39 Totalavløpet fra Norges vassdrag 1900-2010. Lars-Evan Pettersson
- Nr. 40 Naturfareprosjektet: Programplan 2012-2015 for etatsprogrammet "NATURFARE – infrastruktur, flom og skred (NIFS)"
- Nr. 41 Vinden som blåste i fjor. Hvor sterk var Dagmar?
- Nr. 42 Kartlegging av grunnvannsressurser. Dimakis Panagotis
- Nr. 43 Kvartalsrapport for kraftmarknaden 3. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 44 Isstorm. Ising på kraftforsyningsnettet. Roger Steen (red.)
- Nr. 45 Trær til besvær. Lærdommer om skogrydding i etterkant av ekstremværet Dagmar
- Nr. 46 Naturfareprosjektet: Detektering av kvikkleire fra ulike sonderingsmetoder
- Nr. 47 Havvind – Strategiske konsekvensutredninger
- Nr. 48 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – fiskerinteresser
- Nr. 49 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – skipstrafikk
- Nr. 50 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – teknologi- og kostnadsutvikling
- Nr. 51 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – verdiskaping og sysselsetting



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

