
RAPPORT

Hywind Tampen - Samfunnsmessige ringvirkninger

OPPDRAGSGIVER

Equinor

EMNE

Konsekvensanalyse

DATO / REVISJON: 21. februar 2019 / Endelig

DOKUMENTKODE: 10209499-TFP-REA-RAP-001



Denne rapporten er utarbeidet av Multiconsult i egen regi eller på oppdrag fra kunde. Kundens rettigheter til rapporten er regulert i oppdragsavtalen. Hvis kunden i samsvar med oppdragsavtalen gir tredjepart tilgang til rapporten, har ikke tredjepart andre eller større rettigheter enn det han kan utlede fra kunden. Multiconsult har intet ansvar dersom rapporten eller deler av denne brukes til andre formål, på annen måte eller av andre enn det Multiconsult skriftlig har avtalt eller samtykket til. Deler av rapportens innhold er i tillegg beskyttet av opphavsrett. Kopiering, distribusjon, endring, bearbeidelse eller annen bruk av rapporten kan ikke skje uten avtale med Multiconsult eller eventuell annen opphavsrettshaver.

RAPPORT

OPPDRAAG	Hywind Tampen - Samfunnsmessige ringvirkninger			DOKUMENTKODE	10209499-TFP-REA-RAP-001
EMNE	Konsekvensanalyse			TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAAGSGIVER	Equinor			OPPDRAAGSLEDER	Heikki Eidsvoll Holmås
KONTAKTPERSON	Arne Eik			UTARBEIDET AV	Magnus Sletmoe Dale Sverre Skalleberg Gjerde Heikki Eidsvoll Holmås André Kjær Jacobsen Eivind Magnus Adrian Mekki Leon Notkevich Guro Persen Tor Inge Vevatne
KOORDINATER	SONE: XXX	ØST: XXXX	NORD: XXXXXX	ANSVARLIG ENHET	Multiconsult Norge AS
GNR./BNR./SNR.	X / X / X /				Future Technology AS Thema Consulting AS

REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

INNHOLDSFORTEGNELSE

Sammendrag	6
Executive Summary	7
Begreper og forkortelser	9
1 Introduksjon og metode	10
1.1 Flytende havvind.....	10
1.2 Hywind Tampen flytende havvindpark	10
1.3 Rapportens omfang	11
1.4 Innhold og metode	12
2 Om prosjektets bidrag til utvikling av flytende offshore vindteknologi.....	13
2.1 Generelt om kunnskapsspredning gjennom innovasjon og teknologiutvikling	13
2.2 Innovasjon- og teknologiutvikling	14
2.2.1 Overordnet om Hywind-prosjektets potensial for å utvikle flytende offshore-teknologi.....	14
2.2.2 Konkretisering av prosjektets betydning for kostnadsreduksjoner	14
2.2.3 Prosjektets betydning for leverandørindustriens konkurranseevne	15
3 Ringvirkninger for norsk næringsliv av Hywind Tampen-prosjektet.....	16
3.1 Innledning	16
3.2 Metode	16
3.2.1 Metode for segmentering.....	16
3.2.2 Metode for ringvirkningsanalyse	16
3.3 Ringvirkningsanalyse.....	19
3.3.1 Segmentering og norsk andel – CAPEX	19
3.3.2 Resultater.....	20
4 Ringvirkninger for norsk næringsliv i et fremtidig flytende havvindmarked.....	21
4.1 Innledning	21
4.2 Metode	21
4.2.1 Overordnet markedsstørrelse.....	21
4.2.2 Utbyggingstakt	21
4.2.3 Kostnadsreduksjon.....	23
4.2.4 Årlig investeringer i flytende havvind	25
4.2.5 Metode for segmentering.....	25
4.2.6 Scenariene og P50.....	26
4.2.6.1 P50	27
4.2.6.2 Sensitiviteter	28
4.2.7 Norske andeler per segment.....	30
4.2.7.1 Vindturbiner (tilvirkning)	30
4.2.7.2 Fundamenter (tilvirkning)	31
4.2.7.3 Installasjon av Fundamenter og Vindturbiner.....	31
4.2.7.4 Forankringsløsninger (tilvirkning og installasjon).....	31
4.2.7.5 Arraykabler (tilvirkning og installasjon)	31
4.2.7.6 Annet (Havn & Logistikk, Marine Support)	32
4.2.7.7 Eksportkabler sjø (tilvirkning og installasjon).....	32
4.2.7.8 Eksportkabler land (tilvirkning og installasjon)	32
4.2.7.9 Offshore nettstasjoner/plattformer (tilvirkning og installasjon)	32
4.2.7.10 Nettstasjon land	32
4.2.7.11 Prosjektutvikling, Prosjektledelse og Administrasjon	33
4.2.7.12 Finansielle tjenester (Forsikring, Finansiering)	33
4.2.7.13 Drift og vedlikehold	33
4.3 Norske leverandørers muligheter fordelt per segment	33
4.4 Internasjonalt marked (11 GW innen 2030)	35
4.4.1 Forventet markedsverdi.....	35
4.4.2 Fire scenarier for potensialet til norsk leverandørindustri internasjonalt	37
4.4.3 Ringvirkninger i Norge pr. scenario.....	37
4.5 Norsk marked (1 GW innen 2030)	38
4.5.1 Forventet markedsverdi.....	38
4.5.2 Fire scenarier for norsk leverandørindustriens potensiale Norge.....	40
4.5.3 Ringvirkninger i Norge pr. scenario.....	40
5 Samfunnsøkonomisk analyse	42

5.1	Innledning	42
5.2	Metode	42
5.3	Kvantitativ analyse	43
5.3.1	Forutsetninger for levetid og kostnader for Hywind Tampen	43
5.3.2	Prinsipper for valg av kalkulasjonspriser for klimagassutslipp	45
5.3.3	Kalkulasjonspriser for CO ₂ -utslipp og NO _x -utslipp i nåverdiregningen	47
5.3.4	Verdien av gassbesparelser	50
5.3.5	Diskonteringsrente	50
5.3.6	Resultater	51
5.4	Kvalitativ vurdering av prosjektets nytteeffekter gjennom læreeffekter, teknologiutvikling og kunnskapsspredning	53
6	Oppsummering	54
7	Vedlegg	57
7.1	Kostnadssegmenter fordelt på NACE-koder	57
7.2	Sensitiviteter – 8 scenario	59
7.2.1	Verdier av sensitiviteter	59
7.3	Norsk andel – 8 scenario	60
7.3.1	Min-Max tabell - Norge	60
7.3.2	Min-Max tabell - Internasjonalt	61
7.4	Forutsetninger fordeling av capex og opex per segment	61
7.5	Størrelse norsk andel av marked – Norge og internasjonalt	62

Sammendrag

Hywind Tampen på 88 MW ligger an til å bli verdens største flytende havvindpark dersom den settes i drift i 2022, og vil være tre ganger så stor som Equinors Hywind Scotland (30 MW), verdens eneste flytende havvindpark per dags dato.

Vindparken vil kobles opp mot de fem Gullfaks og Snorre-installasjonene for å forsyne dem med vindbasert elektrisk kraft og gi CO₂-besparelser på i snitt minst 200 000 tonn CO₂ årlig. Partnerne i lisensene er Equinor, Petoro, Exxon Mobil, Idemitsu, DEA Norge, Point Resources og OMV. Equinor utvikler prosjektet for lisenseierne.

Teknologiutvikling

Ser man på kvalitative gevinster ved Hywind Tampen-prosjektet, er det sentralt at gjennomføringen av Hywind Tampen kan gi kunnskap om teknologiutvikling både hos prosjektutvikler, partnere og leverandørindustrien. På denne måten kan teknologi for flytende havvind utvikles og danne forutsetninger for ny industri. Dette vil i neste omgang gi grunnlag for å utnytte norske næringsressurser og skape ny næringsaktivitet. I tillegg vil førstegangsbruken og teknologiutviklingen knyttet til integrering av vind og gass i et isolert totalsystem kunne gi overføringsvirkninger utover olje og gassindustrien.

Ringvirkninger

Med utgangspunkt i estimerte investerings- og driftskostnader har vi anslått at Hywind Tampen-prosjektet alene kan gi ringvirkningseffekter på 1 550 til 3 000 årsverk i norsk næringsliv og et bidrag til brutto nasjonalprodukt (BNP) på 1,8 – 3,5 milliarder kroner samlet sett over prosjektets levetid, avhengig av hvor stor andel av oppdragene som vil utføres av norsk leverandørindustri. Brorparten av ringvirkningene kommer i forbindelse med prosjektets utbyggingsfase.

Det er også blitt gjort en analyse av hva en Hywind Tampen-utbygging kan bety ved et fremtidig marked for flytende havvind. Vår analyse legger til grunn en markedsstørrelse på 12 GW globalt, inkludert 1 GW i Norge, innen 2030. Dette er tall hentet fra tredjepartsstudier. Kontraktsverdien av et slikt marked vil avhenge av faktorer som kostnadsreduksjoner og utbyggingstakt. Gitt antakelser om disse, anslår vi at en slik markedsprognose kan representere investeringer på mer enn 437 milliarder globalt, inkludert om lag 35 milliarder i Norge.

Avhengig av hvor store markedsandeler norske bedrifter tar, vil en potensiell etablering av flytende havvind på 1 GW i Norge kunne gi ringvirkningseffekter på mellom 8 000 og 15 000 årsverk og bidrag til BNP på 9,4 – 17,6 milliarder kroner i Norge samlet sett til og med 2030. Tilsvarende vil en vekst i markedet for flytende vindkraft utenfor Norge opp til 11 GW mot 2030 kunne gi ringvirkninger i Norge på 8 000 - 28 000 årsverk og bidrag til BNP på 9-31 milliarder kroner.

Selv om analysen av et fremtidig havvindmarked viser et stort utfallsrom, anslås det at ringvirkningene påvirkes en hel del av en tidlig eller sen etablering av Hywind Tampen. Det internasjonale markedet anses altså å ha et større utfallsrom og ringvirknings- og sysselsettingseffektene er derfor mer påvirket av en tidlig eller sen etablering av Hywind Tampen. Årsakene til dette er sammensatt, men det anses som en fordel å være tidlig ute med å skaffe seg erfaring og kompetanse og etablere ny teknologi innen et nytt og voksende marked. Erfaringer fra andre land viser at mulighetene økes for lokalt næringsliv ved å ha tilgang til et hjemmemarked i en slik tidlig fase.

Samfunnsøkonomisk lønnsomhetsanalyse

I vår samfunnsøkonomiske lønnsomhetsanalyse av Hywind Tampen-prosjektet blir nåverdien av de prissatte virkningene av Hywind Tampen estimert til å ligge i sjiktet mellom minus 2,3 milliarder kroner og

pluss 1 milliard kroner avhengig av forutsetninger for levetid, diskonteringsrente og karbonprisbane. Nåverdien inkluderer ikke ringvirkninger og sysselsetting, men veier derimot nytteverdien av fremtidige reduksjoner i CO₂-utslipp, NOx-utslipp og gassforbruk mot kostnadene tilknyttet investering, drift- og vedlikehold og fjerning av Hywind Tampen.

Hvorvidt Hywind Tampen er samfunnsøkonomisk lønnsomt avhenger i stor grad av levetiden og karbonprisbanen man legger til grunn. Utover de prissatte virkningene må man også ta høyde for de ikke-prissatte virkningene av prosjektet, som teknologiutvikling.

Oppsummering

Vi kan oppsummere med at Hywind Tampen forventes å gi innovasjon og læreeffekter som i neste omgang vil være med på å gjøre flytende offshore vind til en kommersiell teknologi, samt bedre norske leverandørbedrifters konkurransemessige posisjon i et kommende marked for leveranser til norske og internasjonale flytende havvindprosjekter. Dette forholdet bør etter vår vurdering tillegges betydelig vekt i den endelige vurderingen av Hywind- prosjektet hos berørte parter.

Executive Summary

The 88 MW Hywind Tampen project is slated to become the largest floating offshore wind farm if commissioned in 2022. It will be three times the size of Equinor's 30 MW Hywind Scotland which is the largest floating offshore wind farm operating to date.

Wind turbines will supply the five Gullfaks and Snorre platforms with wind-energy produced electricity, yielding annual CO₂ reductions of at least 200 000 tonnes on average. Partners in these licenses are Equinor, Petoro, Exxon Mobil, Idemitsu, DEA Norge, Point Resources and OMV. Equinor is developing the project on behalf of these firms.

Technology evolution

Contribution to technology evolution in organizations, including the developer, suppliers and partners, is key when considering qualitative benefits of Hywind Tampen. Floating wind turbine technology can be further developed, establishing the fundament for new industry. This will in turn mean new opportunities for the Norwegian supply industry and increased economic development. Additionally, the novel use of combining wind power in an isolated system will likely find applications also outside the oil and gas industry.

Ripple effects

Given assumptions on investment volumes, O&M cost and the share of contracts awarded to Norwegian suppliers, we estimate that Hywind Tampen could contribute to between 1,550 and 3,000 full-time equivalents (FTEs) and a contribution to national GDP of between 1.8 - 3.5 billion NOK in total over the lifetime of the project. The lion's share of this would result from the project's construction phases when most investments are made.

Ripple effects of Hywind Tampen in a broader market for floating offshore wind have also been assessed. For this, externally sourced market size predictions of 12 GW globally through 2030, including 1 GW in Norway, is assumed. The contractual value of this market would depend on factors including technology cost reduction and deployment pace. Given assumptions on these, we predict this market outlook could represent investments of more than 437 billion NOK globally, including about 35 billion NOK in Norway.

Depending on the share of contracts captured by Norwegian firms, a 1 GW Norwegian market by 2030 could mean economic ripple effects of between 8,000 and 15,000 FTEs and a contribution to national GDP

ranging between 9.4 - 17.6 billion NOK. Likewise, an 11 GW market by 2030 outside Norway could mean ripple effects in FTE and GDP contribution of 8,000-28,000 FTEs and 9 - 31 billion NOK, respectively.

The divergence in these estimates is explained by the early versus late commissioning of Hywind Tampen. It is particularly strong outside Norway where ripple effects are more sensitive to the project's time of commissioning. Reasons for this are manifold. They include the general advantages an early position in a new and growing market would represent. Experience from other markets illustrate how national firms can benefit from access to a home-market demand in early phases.

Cost-benefit analysis

Our cost-benefit analysis implies that the net present value is in the range of -2.3 and +1 billion NOK, depending on assumptions on project lifetime, discount rate and the carbon price trajectory. This value does not account for ripple effects in FTEs and GDP contribution. Instead it weighs benefits of future CO₂, NO_x and gas emissions reductions against costs incurred from constructing, operating, maintaining and decommissioning Hywind Tampen.

Whether Hywind Tampen is economically efficient or not, depend to a large degree on the assumptions on project lifetime and the carbon price. It is imperative also to consider the non-monetary effects, like technology development, of the project in addition to its monetary costs and benefits.

Conclusion

In conclusion, Hywind Tampen is likely to yield innovation and learning effects that contribute to commercialising floating offshore wind technology. Participation in the project by Norwegian suppliers could strengthen the competitive positioning of these in the broader national and international market. This should be given considerable weight in evaluations of the project by whomever it may concern.

Begreper og forkortelser

CAPEX	Investeringskostnader (Capital Expenditures)
GW	Gigawatt
LCOE	Levelised Cost of Energy
MW	Megawatt
MWh	Megawatttimer
NACE-kode	Næringskoder (SSB)
OPEX	Drifts og vedlikeholdskostnader (Operational Expenditures)
O&M	Operations & Maintenance

1 Introduksjon og metode

1.1 Flytende havvind

Flytende havvind er å anse som en umoden fornybarteknologi. Ved slutten av 2018 hadde kun sju flytende havvindprosjekter med total kapasitet på litt over 50 MW blitt satt i drift globalt, de fleste av disse enkeltturbiner installert som demonstrasjonsanlegg. Kun ett av dem besto av flere turbiner, Equinors Hywind Scotland-prosjekt.

Land	Prosjekt	Promotør/utvikler (utvalg)	Turbin-leverandør	Enheter	Turbin-størrelse (MW)	Prosjekt-størrelse (MW)	År idriftsatt
Norge	Hywind Demo	Equinor (solgt i 2019)	Siemens	1	2.30	2.30	2009
Portugal	Windfloat*	EDPR/Principle Power	Vestas	1	2.00	2.00	2011
Japan	Fukushima FORWARD	-	Hitachi	1	2.00	2.00	2013
Japan	Fukushima FORWARD	-	MHI	1	7.00	7.00	2016
Japan	Fukushima FORWARD	-	Hitachi	1	5.00	5.00	2017
Storbritannia	Hywind Scotland	Equinor	Siemens	5	6.00	30.00	2017
France	Floatgen	IDEOL	Vestas	1	2.00	2.00	2018
Totalt installert (MW)						50.30	

Figur 1 Identifiserte flytende, fullskala havvindinstallasjoner ved slutten av 2018. *Demontert i 2016. Kilde: Multiconsult, utviklere, leverandører.

Til sammenlikning var mer enn 18 GW bunnfast havvind satt i drift ved utløpet av 2017, en teknologi som har opplevd betydelige kostnadsreduksjoner de siste årene¹.

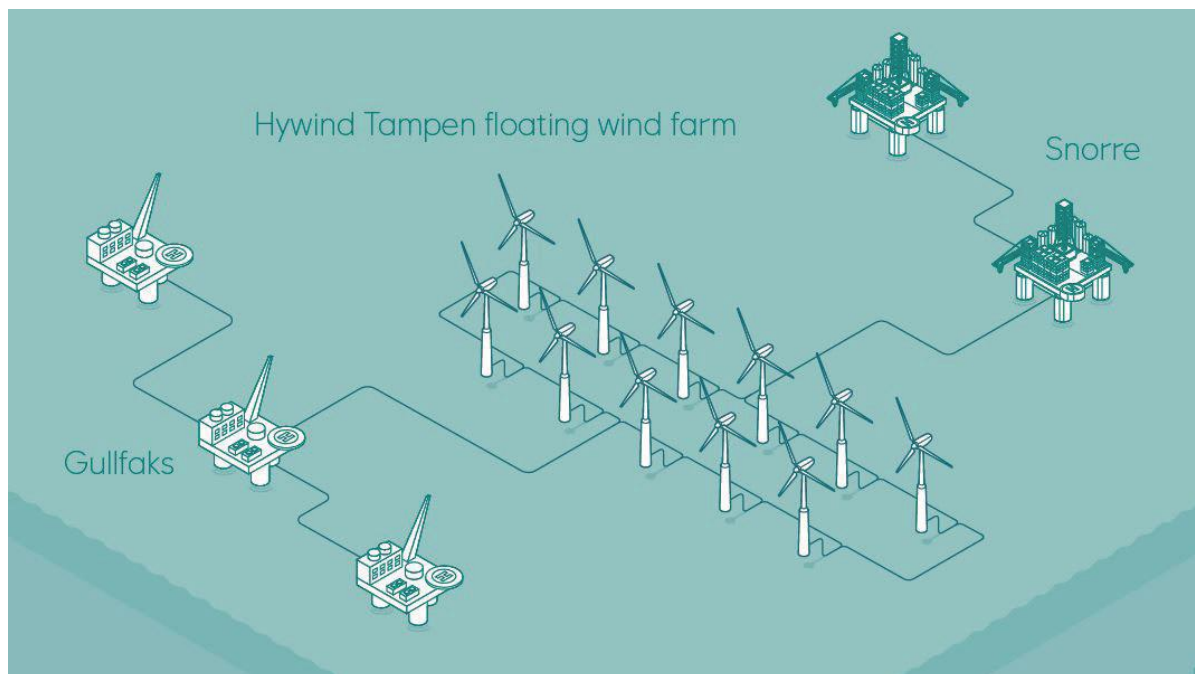
1.2 Hywind Tampen flytende havvindpark

Hywind er Equinors teknologi for flytende vindturbiner som selskapet har jobbet med å utvikle de siste 10 årene. Teknologien har blitt testet ut gjennom Hywind Demo-prosjektet utenfor Karmøy siden 2009, og siden 2017 i en flytende vindpark Hywind Scotland Pilot Park, utenfor østkysten av Skottland. Denne pilotparken i Skottland består av 5 vindturbiner med en kapasitet på til sammen 30 MW. Nå planlegges en videreutvikling av teknologien gjennom Hywind Tampen-prosjektet.

Den planlagte vindparken vurderes utbygd med elleve vindturbiner med en total kapasitet på 88 MW. Vindparken vil kobles opp mot de fem Gullfaks og Snorre-installasjonene for å forsyne dem med vindbasert elektrisk kraft. Partnerne i lisensene er foruten Equinor, Petoro, Exxon Mobil, Idemitsu, DEA Norge, Point Resources og OMV. Equinor utvikler prosjektet for eierne. Området ligger om lag 140 km fra nærmeste land og har et vanddyb på 260 - 300 meter. Del-elektrifisering av Gullfaks og

¹ <https://ore.catapult.org.uk/app/uploads/2017/12/SP00007-Offshore-Wind-Cost-Reduction.pdf>

Snorre vil redusere utslippene av CO₂ og NO_x fra disse installasjonene med henholdsvis om lag 200 000 tonn/år og om lag 1000 tonn/år som representerer en betydelig utslippsreduksjon fra disse installasjonene. Et viktig mål for utbyggingen oppgis av selskapet å være å legge til rette for nye industrielle muligheter for Norge og norsk leverandørindustri innen fornybar energiproduksjon. Produksjonsstart er planlagt til 3. kvartal 2022 med en antatt produksjonsperiode på om lag 20 år.



I forbindelse med prosjektutviklingen av Hywind Tampen skal det utarbeides en konsekvensutredning som vil analysere hvordan utbyggingen vil kunne påvirke miljø- og samfunnsinteresser og andre brukere av området, samt beskrive de muligheter som finnes for å redusere eller unngå negative effekter og øke eventuelle positive effekter. De samfunnsmessige ringvirkningene ved utbyggingen skal inngå i denne utredningen, og det er disse ringvirkningene denne rapporten forsøker å belyse.

Et investeringsprosjekt som Hywind Tampen vil være viktig for norsk offshorerettet næringsliv, fordi prosjektet ventes å gi en betydelig verdiskaping i form av vare- og tjenesteleveranser og skape verdifulle sysselsettingseffekter. Dette vil kunne gi seg utslag både på kort sikt i forbindelse med Hywind Tampen spesifikt, men også på lengre sikt ved at man etablerer et konkurransemessig fortrinn ved å være tidlig ute med løsninger og erfaringer i et nytt og potensielt stort internasjonalt marked.

1.3 Rapportens omfang

Etter avtale med Equinor inneholder rapporten følgende utredninger og analyser:

- Beskrivelse av Equinors foreslåtte investering i den flytende havvindparken Hywind Tampen
- Ringvirkningsanalyse for Hywind Tampen-prosjektet, med utgangspunkt i Equinors tall for investerings-, drift- og vedlikeholdskostnader. Kvantitative analyser av de nasjonale ringvirkningene og kvalitative av de regionale ringvirkningene.
- Ringvirkningsanalyse ved fire forskjellige scenarier for et nasjonalt flytende havvindmarked på totalt 1 GW i 2030.
- Ringvirkningsanalyse ved fire forskjellige scenarier for et globalt flytende havvindmarked utenfor Norge på totalt 11 GW i 2030.

- Samfunnsøkonomisk analyse av Hywind Tampen-prosjektet med prissatte og ikke-prissatte effekter som teknologiutvikling/læringseffekter. En samfunnsøkonomisk analyse inkluderer ikke sysselsettings og ringvirkningseffekter som beskrevet i kapittel 3 og 4.

Rapporten er utarbeidet som en del av Equinors utredningsprogram for konsekvensutredning for Hywind Tampen.

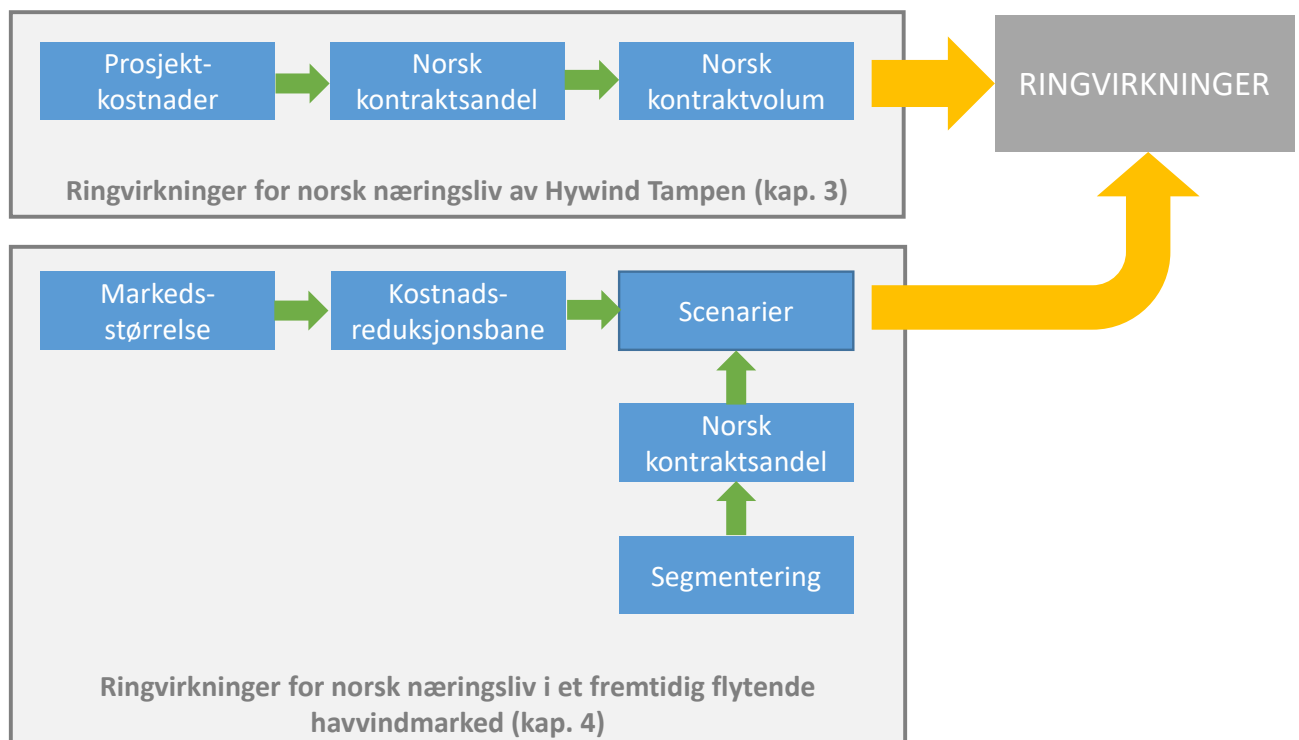
1.4 Innhold og metode

Kapittel 1 drøfter flytende havvind generelt, Hywind Tampen-prosjektet, beskriver rapportens omfang og gir en overordnet gjennomgang av rapportens innhold og metodebruk.

Kapittel 2 drøfter perspektivene knyttet til Hywind Tampen prosjektets bidrag til utvikling av flytende offshore vindteknologi gjennom innovasjons- og læreeffekter.

I kapittel 3 gjennomgås metode for segmentering av Equinors investerings-, drifts, og vedlikeholdskostnader, samt beskrivelse av spennet mellom høy og lav norsk leveranse til prosjektet. I tillegg gjennomgås metode for vurdering av ringvirkningsanalyser. Themas ringvirkningsmodell gjennomgås i detalj. Til slutt foretas en analyse av ringvirkningseffekter for Hywind Tampen-prosjektet, med drøftinger av resultatene.

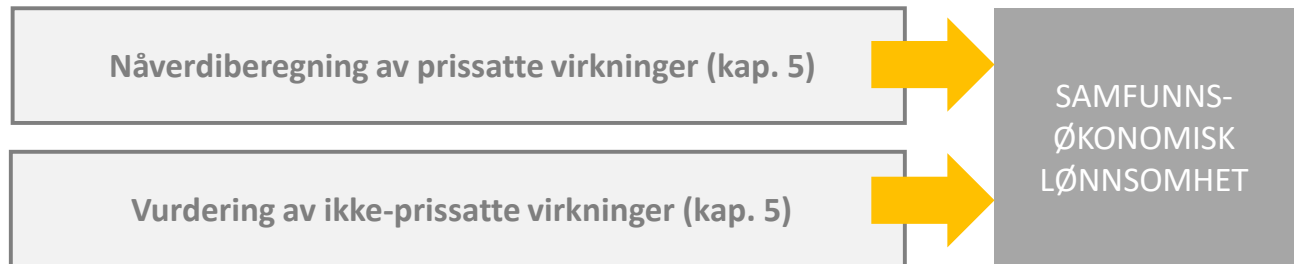
Kapittel 4 gjennomgår metode for å anslå størrelse på og verdien av et norsk flytende havvindmarked på 1 GW og 11 GW i resten av verden frem mot 2030. Videre gjennomgås metode for bygging av 4 ulike scenarier for å anslå nasjonale ringvirkningene i et norsk marked på 1GW og 4 ulike scenarier et internasjonalt marked på 11 GW. Til slutt gjennomføres ringvirkningsanalysene for de ulike scenariene med en drøftelse av resultatene.



Figur 2 Skjematisk fremstilling av den overordnede metoden fulgt i ringvirkningsanalysen av Hywind Tampen-prosjektet og i ringvirkningsanalysen av de 4 nasjonale og 4 internasjonale scenariene. Ringvirkningsmodellen beskrives i detalj i kapittel 3.

Kapittel 5 gjennomgår metode for å fastsette de prissatte og ikke-prissatte samfunnsøkonomiske konsekvensene ved Hywind Tampen-prosjektet, uten å regne med ringvirkninger. Derne

presenteres resultatene fra den samfunnsøkonomiske analyse, inklusive sensitivitetsanalyser for enkelte endrede forutsetninger. Til slutt vurderes de ikke-prissatte virkningene av Hywind Tampen.



Figur 3 Skjematisk fremstilling av metoden for å vurdere de samfunnsøkonomiske konsekvensene av Hywind Tampen-prosjektet.

Kapittel 6 oppsummerer og drøfter funnene i de ulike kapitlene.

Vedleggene inneholder en rekke tabeller og grafer i den gjennomførte analysen.

2 Om prosjektets bidrag til utvikling av flytende offshore vindteknologi

Kapittel 2 drøfter perspektivene knyttet til Hywind Tampen prosjektets bidrag til å utvikle flytende offshore vindteknologi gjennom prosjektets innovasjons- og læreeffekter. Teknologit utvikling og spredning av kunnskap om dette teknologiområdet er ett av de mest sentrale sidene ved prosjektet.

2.1 Generelt om kunnskapsspredning gjennom innovasjon og teknologit utvikling

Innovasjon og teknologit utvikling kan lede til utvikling av nye eller forbedrede produkter, eventuelt nye eller forbedrede produksjonsprosesser. Det kan i neste omgang bidra til høyere økonomisk vekst gjennom produktivitetsforbedringer og utvikling av ny næringsvirksomhet i samfunnet. Når kunnskap vunnet gjennom enkeltprosjekter eller internt i bedrifter spres og tas i bruk av andre aktører, står vi overfor såkalte positive virkninger for samfunnet som i fagspråket kalles kunnskapseksternaliteter.

Positive virkninger ved at resultatet av innovasjon og teknologit utvikling spres til resten av samfunnet tas som regel ikke med i de bedriftsøkonomiske vurderingene som gjøres når beslutninger om å igangsette prosjekter skal fattes. Bedriftene vil dermed ha en tendens til å investere for lite i FoU-prosjekter. For svake bedriftsøkonomiske incentiver til å iverksette teknologi- og innovasjonsprosjekter er den almene samfunnsøkonomiske begrunnelsen for å støtte FoU-prosjekter.

Den teknologiske dynamikken og hastigheten i spredning av ny teknologi vil være avhengig av kontinuerlige forbedringer og læring i alle ledd i innovasjonsskjeden fra forskning og utvikling, via demonstrasjon til tidlig introduksjon og kommersielt salg.

Læreeffekter er knyttet til de kostnadsreduksjonene som erfaringene med å ta i bruk nye teknologier kan gi. Ved teknologisk utvikling vil forbedringer være en funksjon av akkumulert erfaring. Det kan være vanskelig å skille mellom læreeffekter på den ene siden og innovasjon og teknologit utvikling på den annen, siden de forbedringene som uttrykkes i læreeffekter kan være et resultat av små innovative forbedringer som finner sted i prosjektene. Men det viktigste er at både læreeffekter så vel som innovasjon og teknologit utvikling kan gi positive virkninger for produktivitet og økonomisk vekst og representerer dermed en positiv nytteeffekt av prosjekter i umodne teknologier.

Læreeffektene oppsummeres ofte gjennom lærekurver som viser en empirisk sammenheng mellom enhetskostnader ved å ta i bruk en ny teknologi og investeringsomfanget for den samme

teknologien. Fallet i enhetskostnaden er høyest i tidlig fase og reduseres etter hvert som erfaringer vinnes og teknologiene modnes.

Siden vindteknologi er et globalt marked er det relevant å se læringskurvene i et globalt perspektiv, mens vindressursene vil avhenge av den geografiske lokasjonen til den enkelte vindparken. Ettersom havvind er mindre utbygd enn landbasert vind finnes det flere studier over læringskurver for sistnevnte. Den historiske læringsraten for vindturbiner og tilhørende teknologi for landbasert vindkraft har vært rundt 18 prosent², dvs. for hver dobling av kapasiteten har kostnadene falt med 18 prosent. I følge IEA Wind Task 26³ forventes den fremtidige læringsraten til å være 14-18 prosent for CAPEX per dobling i global installert kapasitet frem til 2050. IRENA antar læringsrater på 14 prosent for havvind i perioden 2010-2010.⁴ For flytende havvind antar Crown Estate Scotland og Catapult læringsrater på 13 prosent⁵. Med utgangspunkt i læringskurver for vindkraftprosjekter legger vi til grunn en læringsrate på 13 prosent ved beregning av forventet læringseffekt for flytende havvind i avsnitt 2.2.2.

2.2 Innovasjon- og teknologiutvikling

2.2.1 Overordnet om Hywind-prosjektets potensial for å utvikle flytende offshore-teknologi

Flytende havvind er en umoden teknologi, med ca. 50 MW installert kapasitet. Med en kapasitet på 88 MW vil Hywind Tampen etter all sannsynlighet representere det største flytende offshore vindprosjektet i verden hvis det blir realisert etter den foreslåtte timeplanen. Med en relativt umoden teknologi som flytende vind er, vil teknologiutviklingspotensialet være betydelig og det vil være rom for innovasjoner som kan gi store kostnadsreduksjoner. Et eksempel er designjusteringer av fundamentet som bidrar til kostnadsreduksjoner.

Den gunstige kostnadsutviklingen har blant annet sammenheng med standardisering og skalaeffekter i produksjonen av turbiner, tårn og fundamenter. Spesialiserte supply-båter har blitt designet og bygd noe som har ført til mer kostnadseffektive marine operasjoner.

Noe av kostnadsreduksjonen kan også tilskrives at nye aktører har kommet på banen og at investorene har fått mer innsikt i risikofaktorene knyttet til offshore vind-prosjekter. Det har også først til større konkurranse rundt utbyggingsauksjonene som er holdt.

I tillegg vil førstegangsbruken og teknologiutviklingen knyttet til integrering av vind og gass i et isolert totalsystem kunne gi overføringsvirkninger utover olje og gassindustrien.

2.2.2 Konkretisering av prosjektets betydning for kostnadsreduksjoner

Utbygger Equinor anser at Hywind Tampen prosjektet representerer et viktig skritt på veien mot fullskalaprojekter. Investeringskostnadene har allerede falt med rundt regnet 40 % i forhold til Hywind Scotland. Selskapet forventer ytterligere kostnadsreduksjoner etter hvert som ulike teknologialternativer skaleres opp.

En viktig faktor for Hywind Tampens bidrag til et ytterligere kostnadsfall er at turbinstørrelsen øker fra 6 til 8MW, mens de flytende fundamentene vil bli bygget i betong i stedet for stål, noe som blant annet vil redusere transport- og produksjonskostnadene for denne delen av prosjektene. Hywind

² DNV GL (2018). Technology Outlook. <https://to2025.dnvgl.com/>

³ IEA Wind Task 26. (2016) Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers: <http://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl-1005717.pdf>

⁴ IRENA (2017). Renewable Power Generation Costs in 2017.

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf

⁵ Crown Estate Scotland og Catapult Offshore Renewable Energy (2018). "Macroeconomic Benefits Of Floating Offshore Wind In The UK". <https://www.crownstatescotland.com/maps-and-publications/download/219>

Tampen vil gi ytterligere skalaeffekter hos produsentene av Hywind- fundamenter. Prosjektet vil også gi erfaring med at flere turbiner deler ankere og at turbinprodusentene leverer turbintårnene. Det er mange felles elementer i ulike teknologialternativer for offshore vind, slik at overføringsverdien ikke bare er forbeholdt Hywind-alternativet, men vil også tilflyte andre offshore vind-teknologier.

Effekten av Hywind Tampen er at en får testet ut nye løsninger og konsepter, samtidig med at en vinner erfaring som en tar med seg til neste prosjekt. Det betyr både at det forventede kostnadsnivået for neste prosjekt faller og at usikkerheten knyttet til fremtidige kostnadsanslag blir mindre. Kostnadsfallet er med andre ord en kombinasjon av læreeffekter og rene skalaeffekter. Hvor mye som tilhører den ene eller andre effekten er imidlertid vanskelig å anslå.

Forventede læreeffekter kan også drøftes med utgangspunkt i lærekurver som beskriver sammenhengen mellom volum og gjennomsnittskostnader etter hvert som teknologiene modnes. Som referert i avsnitt 2.1 kan flytende havvind potensielt oppnå en læringsrate på 13 prosent. Det betyr at kostnadene forventes å falle med henholdsvis 13 prosent for hver kapasitetsdobling.

Hywind prosjektet har noe som er spesifikt for Hywind-teknologien, mens den resterende delen er generell og har verdi for alle flytende offshore vindprosjekter. Vi anslår at 30 prosent av prosjektet er spesifikk for Hywind-teknologien, mens 40 prosent omfatter elementer som er generelle for all flytende offshore vindteknologi. Den resterende delen er relevant for bunnfast havvindteknologi, som vi anser som moden. Innen dette segmentet har Hywind liten betydning. For den delen av prosjektet som har generell betydning for flytende offshore vindteknologi øker volumet med 176 prosent (fra 50 til 138 MW), mens for den offshore spesifikke delen øker volumet med 293 prosent (fra 30 til 118 MW). Det gir en veiet volumvekst på $(0,3 \cdot 176 + 0,4 \cdot 293 + 0,3 \cdot 0) = 170$ prosent. Med en læringsrate på 13 prosent gir det en forventet læringseffekt i overkant av 20 prosent.

2.2.3 Prosjektets betydning for leverandørindustriens konkurranseevne

Gjennom Hywind-prosjektet vil en rekke leverandørbedrifter bli involvert i prosjekter gjennom ulike leveranser. Det forventes at mange av bedriftene er eller har virksomhet i Norge. Denne erfaringen vil bedre bedriftenes konkurranseevne for senere oppdrag.

Det finnes ingen metode for å kvantifisere hvilken betydning et enkeltprosjekt har for leverandørindustriens fremtidige vekst og muligheter.

Scenarioanalysen som vi gjennomgår kaster imidlertid lys over verdiskapingspotensialet som norsk leverandørindustri kan realisere med utgangspunkt i anslag for den forventede markedsutviklingen for offshore vind både i Norge og internasjonalt. Med den sentrale rolle Hywind-Tampen prosjektet har i testing og oppskalering av flytende offshore vindteknologi, er det grunn til å tilskrive dette prosjektet en betydelig rolle. Det vises for øvrig til gjennomgangen ringvirkningsanalysen og scenarioanalysen i henholdsvis kapittel 3 og 4 som viser hvilken betydning offshore vind kan få for verdiskaping og sysselsetting i Norge.

Teknologien for flytende havvind har en rekke likhetstrekk med teknologien som benyttes i olje- og gassnæringen. Det innebærer at Norge kan trekke synergier og skape merverdi i flere næringer ved å være en sentral aktør innen både olje- og gass og havvind.

Norsk leverandørindustri kan ta markedsandeler i det globale markedet for flytende havvind. For at Norge skal posisjonere seg som en internasjonal leverandør av havvindteknologi er det nødvendig å etablere en hjemmearena hvor man kan kommersialisere teknologien, bygge kompetanse hos leverandørene og redusere kostnadene. I motsetning til landbasert vind og bunnfast havvind har

ingen land etablert seg som en dominerende part i markedet for flytende havvind. Norge har komparative fortrinn med kompetanse og innovasjonsevne innen maritim og offshore næringene.

Utbyggingen av Hywind Tampen vil kunne plassere Norge i en ledende posisjon i Europe, sammen med land som Skottland, Frankrike og Portugal, ifølge Wind Europe⁶.

3 Ringvirkninger for norsk næringsliv av Hywind Tampen-prosjektet

3.1 Innledning

Kapittel 3 inneholder en ringvirkningsanalyse av Hywind Tampen-prosjektet.

Først beskrives metode for å segmentere Hywind Tampen-prosjektets CAPEX og OPEX samt vurdere i norsk og internasjonalt bidrag til prosjektet, samt metode for hvordan ringvirkningsanalysemodellen benytter disse verdiene til å anslå verdiskaping og sysselsettingseffekter.

Deretter gjennomføres selve segmenteringen og ringvirkningsanalysen med utgangspunkt i Equinors estimat for norske andeler per segment for Hywind Tampen, med en drøfting av konklusjonene.

3.2 Metode

3.2.1 Metode for segmentering

Ringvirkningsanalysen for Hywind Tampen er basert på Equinor sine anslag for høy og lav andel av norsk industri i prosjektet. For å kunne modellere Equinor sine tall har vi fordelt kostnadene på segmenter vi har satt opp basert på typiske kontraktstrategier for havvindparker. Equinor sine anslag for høy og lav andel norsk industri er justert for endringene i segmenteringen av CAPEX og OPEX. Disse segmentene er tildelt NACE-koder som vist i vedlegg 7.1.

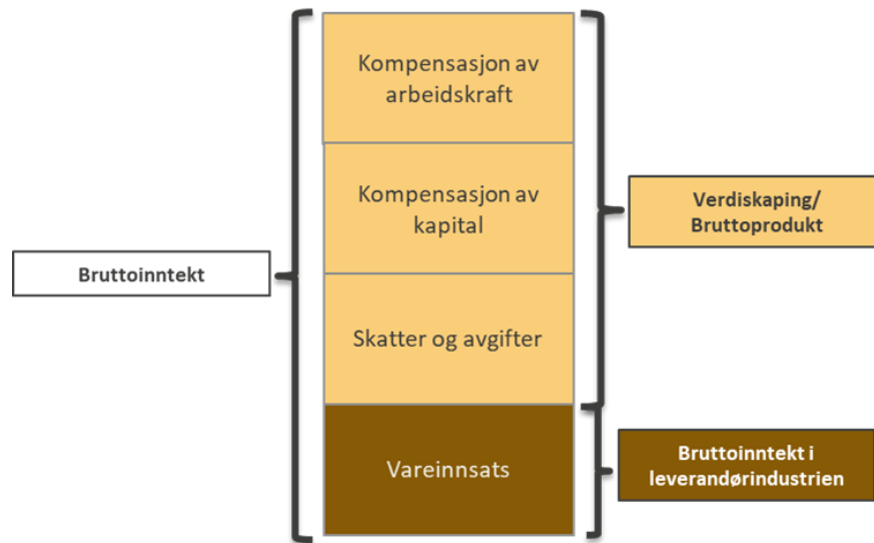
3.2.2 Metode for ringvirkningsanalyse

Definisjoner

En økonomisk ringvirkningsanalyse beregner hvordan økonomiske aktivitet knyttet til et enkeltprosjekt, en virksomhet eller en næring forplanter seg videre utover i økonomien. Eksempelvis vil en investering i et nytt hotellbygg føre til økt etterspørsel etter leverandørtjenester fra arkitekter, bygg- og anleggsbedrifter, elektrikere osv. noe som fører til verdiskaping og sysselsetting innen disse bransjene. De direkte leverandørene vil igjen etterspørre varer og tjenester fra sine leverandører og så videre nedover verdikjeden. Det er den samlede aktiviteten i form av verdiskaping og sysselsetting som kan tilskrives den opprinnelige økonomiske impulsen (hotellbygget) en ringvirkningsanalyse forsøker å estimere.

I ringvirkningsanalysen har vi brukt *bruttoprodukt* som et uttrykk for verdiskaping. Bruttoproduktet i en næring kan defineres som differansen mellom brutto salgsinntekt og kostnadene for vareinnsatsen som har medgått for å produsere de solgte varene. Vareinnsatsen i en næring tilsvarer enkelt sagt brutto salgsinntekt hos næringens underleverandører. Bruttoproduktet går til kompensasjon av arbeidskraft (lønn, arbeidsgiveravgift, etc.), kapital (renter og avdrag, avkastning) og skatter og avgifter. Disse konseptene er illustrert i Figur 4 nedenfor. Bruttoproduktet i en næring tilsvarer næringens bidrag til brutto nasjonalprodukt (BNP), og vi bruker disse to størrelsene som synonymer når vi beskriver ringvirkningseffektene i denne rapporten.

⁶ WindEurope (2018). Exploring the prospects for offshore wind in Norway <https://windeurope.org/newsroom/news/exploring-the-prospects-for-offshore-wind-in-norway/>



Figur 4: Illustrasjon av bruttoinntekt, vareinnsats og bruttoprodukt.

Det er viktig å poengtere at i hvilken grad et prosjekts forplantning i resten av økonomien i form av bidrag til BNP og sysselsetting bidrar til en *faktisk* økning i BNP og sysselsetting, avhenger av om det er ledig kapasitet i de berørte industriene. I eksempelet med hotellbygget overfor, vil for eksempel de innkjøpte leverandørtjenestene fra bygg- og anleggsbedrifter, arkitekter osv. ofte ha en alternativ anvendelse i andre bransjer eller andre prosjekter. Denne alternative ressursanvendelsen er viktig å ha i mente når man leser resultatene av en ringvirkningsanalyse.

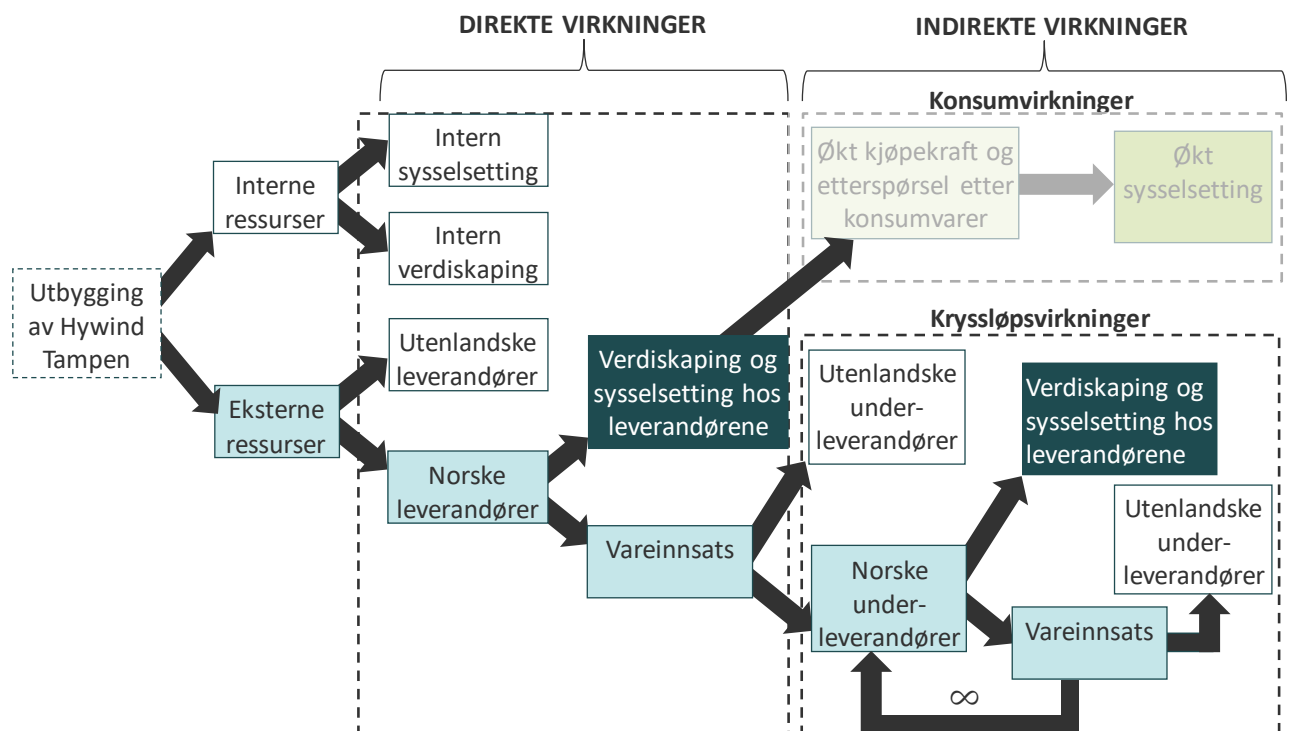
En ringvirkningsanalyse kan deles opp i direkte og indirekte virkninger som illustrert i Figur 5. *Direkte virkninger* er verdiskapings- og sysselsettingsvirkninger hos prosjekteier og direkte leverandører. Det skilles mellom norske leverandørbedrifter og utenlandske leverandørbedrifter (import). I den foreliggende analysen er det som en forenkling ikke skilt mellom direkte virkninger internt hos utbygger og i leverandørleddet ettersom dette skillet har liten betydning for beregningen av den samlede sysselsettingen og verdiskapningen. I resultatene er *direkte virkninger* derfor oppgitt som en samlet sum.

De *indirekte virkningene* består av kryssløpsvirkninger og konsumvirkninger. Kryssløpsvirkninger er verdiskapning og sysselsetting generert hos underleverandører i et gitt antall trinn bakover⁷. Vareinnsatsen hos en leverandør tilsvarer brutto produksjonsverdi (BPV) for en underleverandør, og i hvert ledd bakover i verdikjeden genereres bidrag til BNP og sysselsetting. Summen av bidrag til BNP og årsverk nedover kjeden av underleverandører utgjør de indirekte ringvirkningene.

Konsumvirkninger oppstår når økte inntekter hos leverandører, underleverandører, utbygger og kommunen (gjennom skatteinntekter) fører til økt etterspørsel etter varer og tjenester som mat og klær, helsetjenester, etc. Etterspørselen øker, og det blir behov for arbeidskraft i samfunnet forøvrig. Det er anbefalt at konsumvirkninger tas med dersom det forventes bosetningsendringer som følge av prosjektet⁸. I dette prosjektet beregner vi ringvirkningseffektene for den norske økonomien, og det er ikke antatt større bosetningsendringer som følge av de analyserte prosjektene. Det er derfor ikke beregnet konsumvirkninger som en del av ringvirkningsanalysen.

⁷ Typisk gjør man nok iterasjon til den marginale økningen i bruttoprodukt eller sysselsetting ved ytterligere en iterasjon er neglisjerbar.

⁸ Se blant annet Menon (2012) - Ringvirkningsmetodikk til bruk for næringsstudier i forvaltningsplanarbeidet. Tilgjengelig [her](#).



Figur 5: Skjematisk fremstilling av rammeverk for ringvirkningsanalyser.

Datagrunnlag

I denne rapporten er det beregnet ringvirkninger for ett konkret prosjekt (Hywind Tampen), samt for fire ulike scenarier for utbygging av flytende vind i Norge (1 GW) og utenfor Norge (11 GW). I alle analysene er ringvirkningene beregnet fra 2020 til og med 2030.

I kapittel 3.3.1 beskrives de sentrale dataene som brukes i beregning av ringvirkningseffektene av Hywind Tampen, mens data for markedsstørrelse og norsk andel ved norsk og internasjonal ekspansjon er oppgitt i 4.4.1 og 4.5.1. Investerings- og driftskostnader for de ulike prosjektene beskrives, og det oppgis hvor stor andel det er ventet at norske leverandørbedrifter tar innen hvert enkelt kostnadssegment i hvert scenario. Disse dataene brukes som input for beregning av ringvirkninger.

Metodikk

Vi har benyttet THEMA's ringvirkningsmodell for beregning av direkte og indirekte virkninger av de ulike flytende havvindprosjektene som er analysert i denne rapporten. Modellen bygger på SSBs kryssløpstabeller⁹ og estimerer nasjonalt bidrag til BNP og sysselsetting pr. utbyggingsscenario gjennom direkte virkninger og kryssløpsevirkninger.

Som inputdata til modellen benyttes prosjektenes investerings- og driftskostnader fordelt på de 58 næringssegmentene som er brukt i kryssløpstabellene. THEMA, Future Technology og Multiconsult har fordelt kostnadssegmentene for Hywind Tampen og andre flytende havvindprosjekter i henhold til de aktuelle næringsgruppene som brukes i SSB sine kryssløpstabeller¹⁰.

For hver næringskategori oppgir SSBs kryssløpstabeller bruttoomsetning, bruttoprodukt, kompensasjon av arbeidskraft samt kjøp av vareinnsats fordelt på de ulike næringskategoriene samt import fra utlandet. I ringvirkningsmodellen er det antatt at det prosentvise forholdet mellom

⁹ SSB (2019): ESA Questionnaire 1850 - Symmetric input-output table for domestic production (industry*industry). Tilgjengelig [her](#)

¹⁰ Mer informasjon om SSBs kryssløpstabeller og en detaljert oversikt over de forutsetningene som er benyttet i analysen kan finnes i vedlegg 7.1.

bruttoomsetning og bruttoprodukt og kompensasjon av arbeidskraft er konstant. De direkte effektene beregnes dermed som en funksjon av det aktuelle vindkraftprosjektets kjøp av leverandørtjenester pr. næringskategori¹¹.

Syssetsetting anslås på lignende vis med utgangspunkt i forholdstallet mellom bruttoomsetning og «kompensasjon av arbeidskraft» for hver næringskategori. «Kompensasjon av arbeidskraft» inkluderer arbeidsgiveravgift og andre trygde- og pensjonspremier som dekkes av arbeidsgiver, og vi dividerer derfor på den gjennomsnittlige årslønnskostnaden i Norge for å estimere antall årsverk¹².

For beregning av kryssløpsvirkningene antas det på lignende måte et konstant prosentvis forhold mellom bruttoomsetning og kjøp av vareinnsats pr. næringskategori i Norge. Kjøp av vareinnsats for den direkte leverandøren blir dermed bruttoomsetning hos underleverandørene, hvor det igjen kan beregnes bruttoprodukt, syssetsetting og kjøp av vareinnsats fra norske leverandører.

3.3 Ringvirkningsanalyse

3.3.1 Segmentering og norsk andel – CAPEX

Vi har gått gjennom Hywind Tampens samlede investeringer for utviklings- og byggefasen, og brutt de ulike leveransene ned i ulike segmenter basert på en typisk inndeling av kontrakter i havvindmarkedet.

Den norske andelen per segment er justert for å reflektere hvor mye som faktisk blir produsert i Norge. Med norsk verdiskaping i vare og tjenesteleveranser menes dermed kontrakter inngått med norske bedrifter, der kontraktsverdien er fratrasket verdien av underleveranser innkjøpt fra utlandet. Omvendt vil norsk verdiskaping i kontrakter inngått med utenlandske bedrifter, være verdien av eventuelle norske underleveranser til kontrakten.

For Hywind Tampen-analysen baserer vi oss på Equinor sine anslag for lav og høy andel norsk industri, mens vi for det øvrige norske og internasjonale flytende havvind-markedet har identifisert mulighetsrommet for norske aktører innen hvert av disse segmentene. Dette vil bli nærmere behandlet i kapittel 4.2.7.

Tabellene under viser CAPEX og OPEX for Hywind Tampen brutt ned per segment. Ringvirkningene i hvert av disse segmentene er regnet ut basert på NACE-kodene i vedlegg 7.1

Segmenter	Lav(%)	Høy(%)
Modifikasjonsarbeid Snorre/Gullfaks	100 %	100 %
Vindturbiner - supply	0 %	0 %
Fundamenter - supply	70 %	100 %
Vindturbiner & Fundament installasjon	40 %	90 %
Forankringsløsning - supply & installasjon	0 %	30 %
Arraykabler - supply & installasjon	0 %	100 %
Annet (Havn & Logistikk, Marine Support)	49 %	91 %
Prosjektutvikling og prosjektledelse	90 %	100 %
Finansielle tjenester montering (Forsikring, Finansiering)	90 %	100 %

Tabell 1 Norske andeler av CAPEX Hywind Tampen per segment, antatt lav og høy andel norske leveranser.

¹¹ Ringvirkningsmodellen fanger ikke opp eventuelle salg av underleverandørtjenester som norske bedrifter leverer til utenlandske underleverandører ettersom vi ikke har noen gode datakilder for å estimere hvor mye det ville vært. Dette må likevel antas å utgjøre relativt små omsetningsvolum i forhold til de samlede ringvirkningene.

¹² For 2016 var den gjennomsnittlige arbeidskraftkostnaden pr. årsverk oppgitt til 761 000 NOK av SSB Tilgjengelig [her](#).

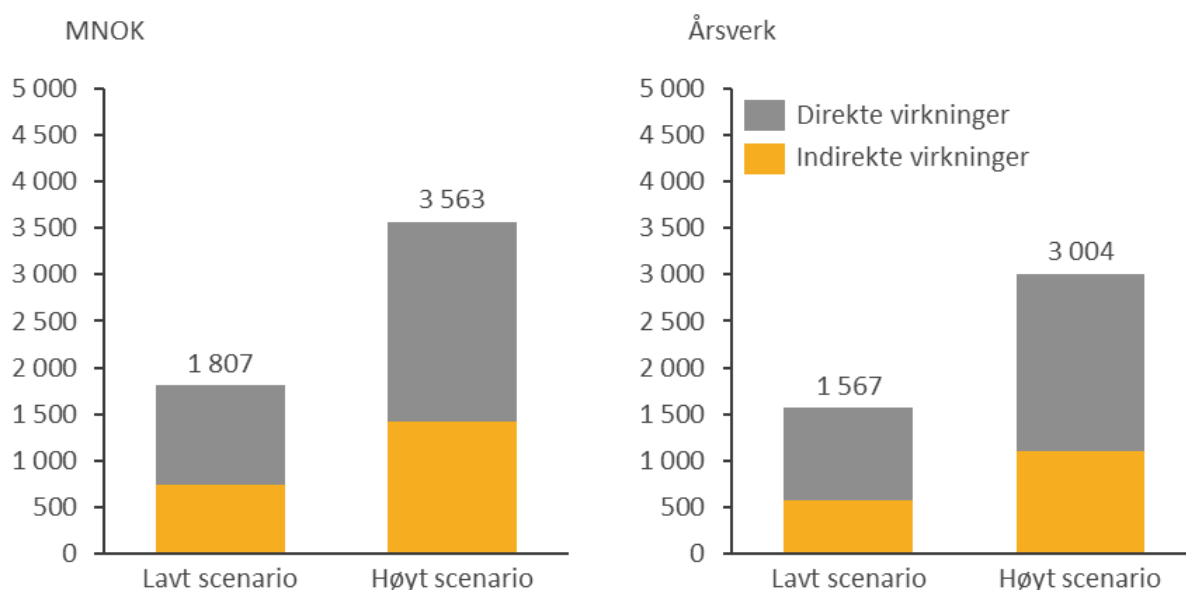
Segmenter	Lav(%)	Høy(%)
Drift og vedlikehold (Vindturbiner, Fundament, Elektriske Syst, Ankerfeste)	11 %	96 %
Administrasjon	70 %	100 %
Snorre og Gullfaks (Utstyr for HT)	100 %	100 %
Finansielle tjenester drift (Forsikring, Finansiering)	0 %	100 %

Tabell 2 Norske andeler av OPEX Hywind Tampen per segment, antatt lav og høy andel norske leveranser.

Som input til ringvirkningsanalysen er hvert segment (eller kontrakt) videre oppdelt i flere næringskoder som representerer ulike innsatsfaktorer som for eksempel materialer, fabrikkasjon, fartøy, prosjektledelse og prosjektering. Vi har antatt en typisk fordeling av kostnader for kontrakter innen hvert segment for både bygge- og driftsfasen.

3.3.2 Resultater

Ringvirkningseffektene¹³ i Norge ved utbyggingen av Hywind Tampen er beregnet til et bidrag til BNP på mellom 1,8-3,5 mrd. kroner og en sysselsetting på omkring 1 500 – 3 000 årsverk over prosjektets levetid¹⁴. Spennet i ringvirkningseffekter speiler usikkerheten som knytter seg til hvor stor andel av de samlede leverandørtjenestene som kjøpes av norske og utenlandske aktører. Resultatene er illustrert i Figur 6 nedenfor.



Figur 6: Ringvirkningseffekter i form av bidrag til brutto nasjonalprodukt (venstre) og årsverk (høyre) i Norge 2020-2030 ved utbygging av Hywind Tampen.

I perioden fram til 2040 vil investeringskostnadene utgjøre 76 prosent av de samlede leverandørkjøpene fra Hywind Tampen, og brorparten av ringvirkningene vil derfor komme i tilknytning til utbyggingsfasen. Equinor anslår at norske leverandører kan ta mellom 43 og 69 prosent av de samlede kontraktsverdiene i investeringsfasen. I driftsfasen er usikkerheten knyttet til norske leverandørers andel enda større, med et spenn på 22 til 97 prosent mellom lavt og høyt scenario.

¹³ Se kapittel 3.2.2 for en redegjørelse av ringvirkningseffekter og beregningsmetodikk.

¹⁴ Antatt idriftsettelse i 2022 og levetid til 2040.

4 Ringvirkninger for norsk næringsliv i et fremtidig flytende havvindmarked

4.1 Innledning

Kapittel 4 tar for seg mulighetene for norsk næringsliv i det norske og ikke-norske flytende havvindmarkedet. Metoden for å beregne dette presenteres i kapittel 4.2. Norske leverandørers muligheter etter segment drøftes i kapittel 4.2.7. Resultatene av ringvirkningsanalysen for det internasjonale og norske markedet presenteres i henholdsvis kapittel 4.4 og 4.5.

4.2 Metode

4.2.1 Overordnet markedsstørrelse

Selv om flytende havvind adresserer flere av de iboende begrensningene til bunnfaste vindturbiner, vil det være delte meninger om hvor stort potensialet denne teknologien har og i hvor stor grad slike vindturbiner vil bli installert i årene som kommer.

Eksterne markedsanalytikere som BVG mener 12 GW¹⁵ flytende havvind kan være installert globalt innen 2030. En rapport utviklet av Zero argumenterer for at opptil 3 GW av flytende havvind kan være installert i Norge i samme tidsrom¹⁶.

Denne analysen legger til grunn at 12 GW flytende havvind bygges ut frem til 2030, inkludert 1 GW i Norge.

Den lavere prognosen for Norge er valgt av konservativitetshensyn og for å ta høyde for usikkerheten til vekst i enkeltmarked.

4.2.2 Utbyggingstakt

For å fordele dette volumet årlig i perioden, legges til grunn den utbyggingstakt man har sett for bunnfaste havvindturbiner fra år 2000 og utover¹⁷. På dette tidspunktet var bunnfast havvind i sin tidligfase, ikke ulikt der hvor flytende havvind befinner seg i dag.

Gjennomsnittlig årsutbygging av bunnfast havvind for fireårsperiodene 2000-2003, 2004-2007 og 2008-2011 etableres som «peilere» og lineær ekstrapolasjon brukes for å knytte disse punktene sammen:

Tidsperiode	Bunnfast utbygget (MW)	Gjennomsnittlig årsutbygging/"peilere" (MW)
2000-2003	444	111
2004-2007	587	147
2008-2011	2682	671

Tabell 3 "Peilere" kalkulert etter utbyggingstakten observert i bunnfast havvind.

Disse brukes som utgangspunkt for å skape en «relativ volumandel» som kan brukes for å fordele det forventede kapasitetsvolumet for flytende havvind. Det er altså ikke årlig utbygging av bunnfast havvind som ligger til grunn for prognosen av flytende havvind, men årsgjennomsnittet i fireårsperioder.

¹⁵ BVG Associates presentation at Equinor floating offshore wind seminar, Brussels, December 2017

¹⁶ <https://new.abb.com/docs/librariesprovider50/media/tv1012-br-havvind-notat-til-zero-konferansen---engelsk.pdf>

¹⁷ <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/>

Et treårig glidende gjennomsnitt er brukt for å dempe eventuelle effekter av enkeltprosjekter. Det antas utflatet markedsvekst i slutten av perioden.

Tallene for Norge er justert for å reflektere at Hywind Tampen-prosjektet blir satt i drift som planlagt i 2022 og ikke på et senere tidspunkt. Internasjonalt vil valgt metode gi «relative volumandeler» som nok er større enn faktisk utbygging. Men siden vår analyse ser på ringvirkningene av et totalmarked (altså frem til 2030) vurderes eventuell påvirkning av dette på resultatene likevel til å være ubetydelige.

Den årlige andelen av forventet markedsvekst i perioden er dermed gitt ved de uthevede kolonnene i tabellen under:

Idriftsettelsesår	Utbyggingstakt ("peilere" + lineær ekstrapolasjon)	Treårig glidende gjennomsnitt (global)	Relativ volum- andel (global)	Treårig glidende gjennomsnitt (korrigert for Norge)	Relativ volum- andel (Norge)
2020	0	37	1 %	0	0%
2021	111	77	2 %	0	0%
2022	120	120	4 %	88	0%
2023	129	129	4 %	129	4 %
2024	138	138	4 %	138	5 %
2025	147	187	6 %	187	6 %
2026	278	278	9 %	278	9 %
2027	409	409	13 %	409	14 %
2028	540	540	17 %	540	18 %
2029	671	627	20 %	627	21 %
2030	671	671	21 %	671	23 %

Tabell 4 "Relativ vekstprognose" gitt ved uthevede kolonner som gir grunnlaget fordelingen av forventet volum av flytende havvindkapasitet.

Fordi det antas 12 GW akkumulert installert globalt innen 2030, trekkes fra den kapasitet som allerede er installert. Det er altså 12 000 MW- 48.3 MW¹⁸ = 11 951.7 MW. Dette volumet kan refereres til som «gjenværende kapasitet» innenfor rammene av den markedsstørrelsen som legges til grunn for det globale markedet.

Årlig installert flytende havvindkapasitet i Norge og utenfor Norge bestemmes da slik:

Installert havvind globalt i år k	Relativ volumandel (global) i år k * Gjenværende kapasitet
Installert havvind i Norge i år k	Relativ volumandel (global) i år k * Gjenværende kapasitet
Installert havvind utenfor Norge i år k	Installert havvind globalt i år k – installert havvind i Norge i år k

Tabell 5 Metode for å estimere årlig installert havvind (MW) i og utenfor Norge.

¹⁸ Totalt installert kapasitet er lavere enn det presentert i Figur 1 da en 2 MW flytende vindturbin i Portugal ble demontert i 2016.

4.2.3 Kostnadsreduksjon

Umodenheten for flytende havvind gjør at teknologi og fremgangsmåte varierer fra ett prosjekt til et annet. Dette gir seg utslag i generelt stor usikkerhet omkring de faktiske kostnadene som gjelder ved utbygging av flytende havvind, og sprik i kostnadsanslag som foreligger.

Primært legges to uavhengige og nyere studier av flytende havvind er til grunn for kostnadsantakelsene gjort i denne analysen.

- Rapporten til BVG Associates¹⁹ vurderer kostnaden for utbygging av flytende havvind med utgangspunkt i forskjellige turbinstørrelser (8 MW, 10 MW og 12 MW) og to typer fundamentteknologi («spar-buoy»²⁰ og «semi-submersible»). Rapporten estimerer CAPEX og OPEX for prosjekter som når investeringsbeslutning i årene 2020, 2025 og 2030. CAPEX-tallene her tar ikke høyde for kostnadene knyttet til transmisjonssystemet, det vil si transformatorstasjon, eksportkabler og tilknytning til transmisjonsnettet på land.
- Rapporten utgitt av Crown Estate Scotland og Catapult Offshore Renewable Energy²¹ ser også på kostnaden for flytende havvind, men i britisk kontekst. Derimot forstås CAPEX-tallene her å inkludere kostnader knyttet til transmisjon, og at kostnadsanslagene gitt for 2020, 2025 og 2030 refererer til året prosjektet settes i drift.

For å kunne benytte CAPEX-anslagene fra disse to rapportene ble disse justert for å gjøre dem sammenliknbare. For å ta høyde for kostnader knyttet til transmisjon, ble følgende kostnader lagt til i CAPEX-anslagene til BVG for 2020:

	2020 (EURk /MW)
Offshore substation (supply+installation)	300
Export cables	105
Onshore cables (supply + installation)	23
Grid connection	80

For å ta høyde for en kostnadsreduksjon per MW også for transmisjonsanlegget, ble en konservativ 10% kostnadsreduksjon for denne fra 2020 til 2030 lagt til grunn. Dette tilsvarer halvparten av den kostnadsreduksjonen BVG legger til grunn for CAPEX-kostnadene totalt i samme tidsrom.

Fordi rapporten til BVG drøfter kostnadsutviklingen for flere kombinasjoner av turbinstørrelse og fundamentteknologi, velges brukt i analysen den fundamenttypen med lavest kostnad (semi-submersible), og turbinstørrelse 8 MW, 10 MW og 12 MW for prosjekter som når investeringsbeslutning i henholdsvis 2020, 2025 og 2030.

Videre legger BVG til grunn prosjektstørrelse på 500 MW ved investeringsbeslutning i 2020. Gitt den fasen flytende havvind for øyeblikket befinner seg i er dette å betrakte som urealistisk, noe rapporten selv gir uttrykk for. Fordi et prosjekt som når investeringsbeslutning i 2020 ikke vil få skalafordelelene et prosjekt på 500 MW ville medført, skaleres dette kostnadspunktet opp ved å bruke gjennomsnittet av dette sammen med CAPEX-tall hentet fra Equinor og Catapult Renewable Offshore Energy.

¹⁹ BVG Associates: «Floating Offshore Wind: 55 Technology innovations that will have greater impact on reducing the cost of electricity from European floating offshore wind farms».

²⁰ Hywind er et eksempel på «spar-buoy»-teknologi.

²¹ Crown Estate Scotland og Catapult Offshore Renewable Energy (2018). «Macroeconomic Benefits Of Floating Offshore Wind In The UK». <https://www.crownestatescotland.com/maps-and-publications/download/219>

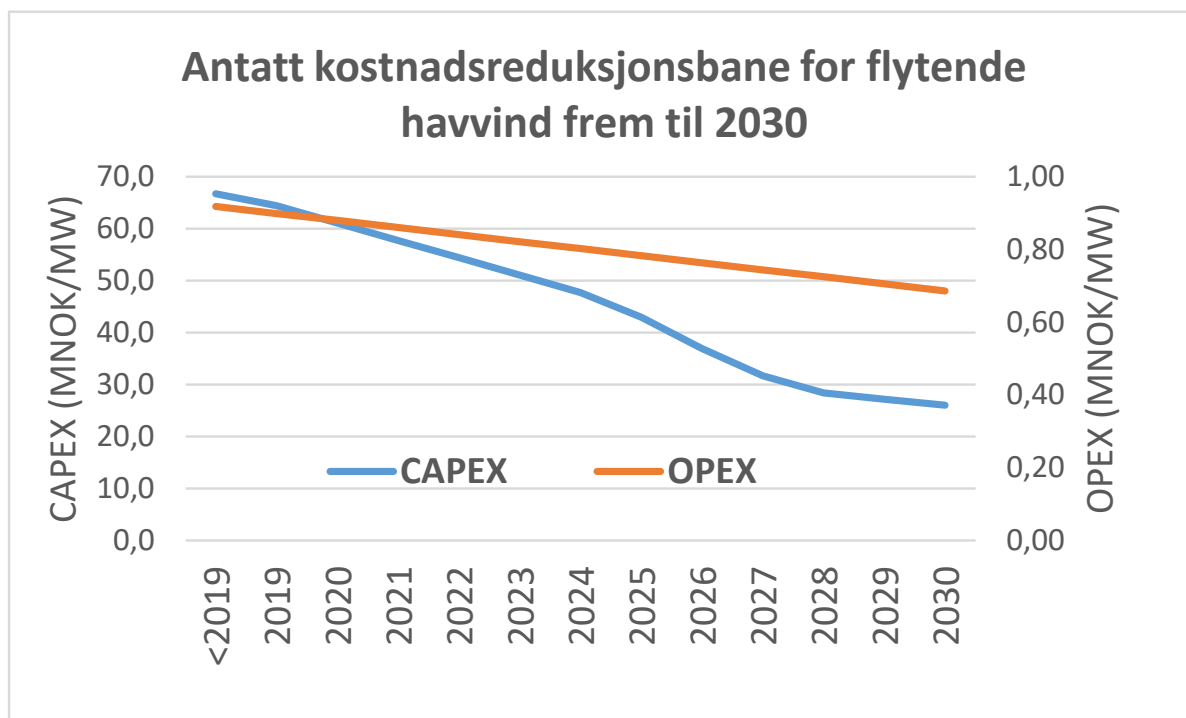
Tilgjengelige kostnadspunkter ble sidestilt år for år, med utgangspunkt i to som perioden mellom investeringsbeslutning og idriftsettelsesår. Lineær ekstrapolasjon ble brukt for å knytte kostnadspunktene sammen. Et treårig glidende gjennomsnitt av kostnadspunktene basert på de to rapportene utgjør CAPEX-kostnadene lagt til grunn i vår analyse.

Et treårig glidende gjennomsnitt av OPEX-tallene er hentet ut fra BVG-rapporten da det anses at disse reflekterer realistiske kostnadsnivå og ikke nevneverdig påvirket av prosjektstørrelsen på 500 MW som legges til grunn i 2020 i denne rapporten.

FID	Idriftsettelse	Grunnlag: BVG	Grunnlag: Catapult	Grunnlag: BVG		
		CAPEX*	CAPEX	OPEX	CAPEX**	OPEX
		EURM/MW	EURM/MW	EURM/MW	EURM/MW	EURM/MWh
2016	2018	6,7	7,3	0,10	6,90	0,10
2017	2019	6,2	7,1	0,09	6,67	0,09
2018	2020	5,7	6,9	0,09	6,32	0,09
2019	2021	5,2	6,7	0,09	5,97	0,09
2020	2022	4,8	6,5	0,09	5,63	0,09
2021	2023	4,3	6,3	0,09	5,28	0,09
2022	2024	3,8	6,1	0,08	4,93	0,08
2023	2025	3,3	5,9	0,08	4,45	0,08
2024	2026	2,8	4,8	0,08	3,82	0,08
2025	2027	2,3	3,8	0,08	3,27	0,08
2026	2028	2,3	3,6	0,08	2,94	0,08
2027	2029	2,3	3,4	0,07	2,81	0,07
2028	2030	2,23	3,1	0,07	2,69	0,07
2029	2031	2,20	2,94	0,07	2,57	0,07
2030	2032	2,16	2,72	0,07	2,48	0,07

Tabell 6 Kostnadene lagt til grunn i analysen til høyre i tabellen. CAPEX- og OPEX-tall brukt i analysen er uthevet i grått. «Peilere» er uthevet med farge; andre verdier er ekstrapolerte. *Skalert opp. **Treårig glidende gjennomsnitt av tallene fra BVG og Catapult.

Metoden beskrevet ovenfor gir kostnadsbanen vist i følgende graf (kostnadene her vist i NOK 2018):



Figur 7 Kostnadsbane for CAPEX og OPEX lagt til grunn i denne rapporten. Horizontal akse viser årstall for idriftsettelse.

Det antas lik kostnadsreduksjonsbane for alle havvindprosjektene, med andre ord gjøres det ikke forskjell i antakelser om kostnadsreduksjon mellom det norske og ikke-norske markedet.

4.2.4 Årlig investeringer i flytende havvind

For å estimere årlig kostnader knyttet til nyinvesteringer og drift, brukes da følgende metode:

Kostnader knyttet til nyinvesteringer i år k	CAPEX-verdi i år k * nyinstallasjoner i år k
Kostnader knyttet til drift i år k	OPEX-verdi i år k * Akkumulert installert flytende havvind ved utgang av år k

Tabell 7 Metode for å estimere årlige kostnader knyttet til nyinvesteringer og drift.

Det legges til grunn at selv om investeringer i slike prosjekter vanligvis spres over opptil flere år frem mot idriftsettelse har ikke modellen tatt høyde for dette, men at den beregnede årlige markedsstørrelsen ikke blir nevneverdig påvirket. Det antas også at kostnadsreduksjonen i OPEX vil gjelde for allerede-installert kapasitet.

4.2.5 Metode for segmentering

Segmenteringen er foretatt med samme metode for det norske og internasjonale markedet for flytende havvind som for Hywind Tampen med noen små justeringer. Dette er gjort fordi de fleste øvrige flytende havvindprosjekt er antatt å ha en tilknytning mot nettet på land, mens Hywind Tampen vil levere elektrisk kraft til Snorre/Gullfaks.

Selve segmenteringen er som nevnt foretatt med utgangspunkt i typiske kontraktsstrukturer for havvindparker slik at ett segment inneholder kostnader som typisk ligger innenfor en leverandørkontrakt. Mens vi for Hywind Tampen-analysen har brukt Equinor sine anslag på potensielle andeler norske leverandører vil kunne få, har vi for det framtidige norske og

internasjonale flytende havvindmarkedet gjort egne betraktninger av den norske andelen innhold per segment med utgangspunkt i muligheten for norsk verdiskaping i dette markedet.

Med norsk verdiskaping i vare og tjenesteleveranser menes dermed kontrakter inngått med norske bedrifter, der kontraktsverdien er fratrukket verdien av underleveranser innkjøpt fra utlandet. Omvendt vil norsk verdiskaping i kontrakter inngått med utenlandske bedrifter, være verdien av eventuelle norske underleveranser til kontrakten.

Fordelingen av kostnader per segment er holdt konstant gjennom hele perioden, og at denne ikke påvirkes av forventede kostnadsreduksjoner i dette markedet. Det antas dermed samme relative kostnadsreduksjon over alle segmentene. Denne metoden er valgt både fordi det forventes kostnadsreduksjoner i hele leverandørkjeden, men også fordi usikkerheten rundt kostnadsreduksjonen som forventes regnes som usikker.

For Hywind Tampen-analysen er det kostnader knyttet til modifikasjonsarbeid på Snorre/Gullfaks som ikke vil anses som relevant for utviklingen i flytende havvind generelt. Disse kostnadene er derfor ikke tatt med i analysene for markedet for øvrig.

Kostnadene ved finansiering av havvindprosjekter kan også variere; analysen omfatter ikke eventuelle kommisjoner utløst ved prosjektfinansiering.

Kostnader forbundet med ilandføring av kraft er ikke relevante for Hywind Tampen, men vil typisk være en del av kostnadene ved flytende havvind generelt. Vi har delt disse kostnadene inn i følgende segmenter som vist i tabellen under. Noen mindre kostnadselementer er for øvrig ekskludert fra analysen. Potensielle nettførsterkninger på land er ikke tatt med, i og med at kostnadene og behovet for slike tiltak vil variere i stor grad ut fra hvilket marked man knytter seg til og nettkapasiteten i det enkelte tilknytningspunkt.

Segment
Offshore substasjon plattform - tilvirkning & installasjon (inkl. Elektro) (capex)
Eksportkabler - tilvirkning (Sjøkabler) (capex)
Eksportkabler - tilvirkning (Landkabler) (capex)
Eksportkabler - installasjon (Sjøkabler, inkl. ilandføring) (capex)
Eksportkabler - installasjon (Landkabler) (capex)
Nettilknytning (Nettstasjon, land) (capex)

Tabell 8 Nye segment lagt til analysen for tilknytning mot strømnettet på land.

4.2.6 Scenariene og P50

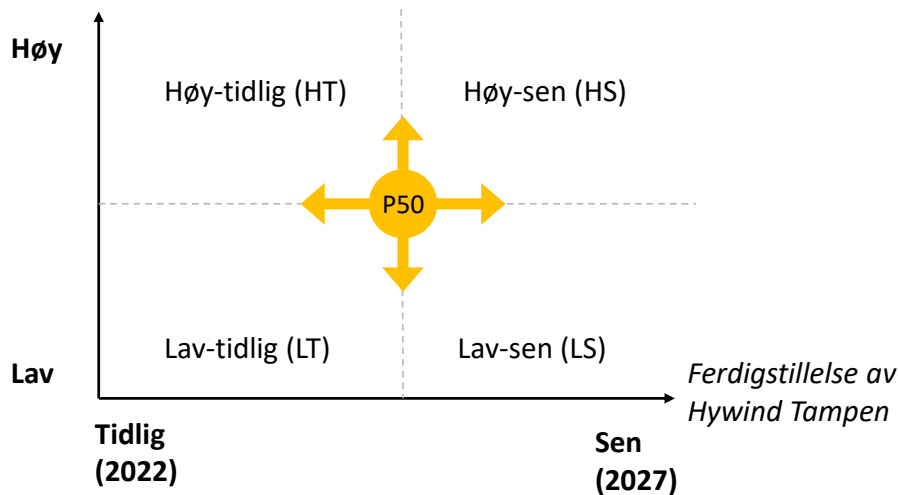
Vi har benyttet samme metode for segmentering som beskrevet i kapittel 2.

Mens vi i analysen for Hywind Tampen brukte Equinor sine anslag for høy eller lav norsk andel av norske leverandører har vi i denne analysen anslått en norsk andel leverandører for hvert segment i Norge og internasjonalt. Dette anslaget danner ett P50 estimat. For de fire ulike scenarier i det norske og internasjonale markedet (totalt 8 scenarier) har vi gjort en justering fra P50 basert på egne vurderinger over hvor mye det enkelte segmentet vil påvirkes av tidlig eller sen etablering og hvor

stor usikkerhet det er knyttet til høyt eller lavt anslag. Disse vurderingene er oppsummert i vedlegg 7.2 Som vist i tabellen under er scenariene definert ut fra tidspunktet for ferdigstilling av Hywind Tampen (*tidlig* versus *sen*), og norsk kontraktandel i samme prosjekt (*høy* versus *lav*).

Skjematisk kan bestemmelsen av kontraktsandelen vises som følger:

*Kontraktandel til norske selskap
i Hywind Tampen*



Figur 8: P50 og fire scenarier

4.2.6.1 P50

Vi har definert P50 som et «referansescenario» som er utgangspunktet for denne delen av analysen. Dette scenariet er etablert for prosjekter i Norge og internasjonalt. Disse estimatene representerer den andelen av verdiskapingspotensialet vi antar vil kunne skje i Norge innen hvert segment. Her antas idriftsettelse av Hywind Tampen midt på tidsaksen (dvs. i 2024/2025).

Det er som avstand til P50-scenariet at norsk kontraktandel innenfor de fire scenariene Lav-tidlig (LT), Høy-tidlig (HT), Lav-sen (LS) og Høy-sen (HS).

Verdiene er gitt etter en evaluering av norske aktørers gjeldende og mulige framtidige markedsandel innenfor hvert segment generelt, samt hvilken andel vi mener norske aktører kan ha mulighet til å oppnå innen flytende havvind spesielt.

Estimatene tar høyde både for antatt markedsposisjon og hvor stor del av verdiskapingen vi antar faktisk vil skje i Norge innen det enkelte segment. Dersom det for eksempel antas at kontrakten tildeles en norsk aktør, mens den faktiske aktiviteten skjer i utlandet (for eksempel dersom selve fabrikasjonen foregår i utlandet eller dersom det er en stor andel av import av materiell), er den norske andelen justert ned for å ta høyde for dette. Tilsvarende er den norske andelen justert opp dersom vi antar at norske aktører kan bli underleverandører i kontrakter som tildeles utenlandske aktører.

Kontraktandeler til norske selskaper i P50 er gitt ved tabellen nedenfor for både det internasjonale og norske markedet.

Segment	Norsk kontraktsandel innland (P50)	Norsk kontraktandel utland (P50)
Capex: Modifikasjonsarbeid Snorre/Gullfaks	n/a	n/a
Capex: Vindturbiner – tilvirkning	0%	0%
Capex: Fundamenter – tilvirkning	70%	10%
Capex: Vindturbiner & Fundament installasjon	70%	10%
Capex: Forankringsløsning - tilvirkning & installasjon	10%	10%
Capex: Arraykabler - tilvirkning & installasjon	30%	10%
Capex: Annet (Havn & Logistikk, Marine Support)	90%	0%
Capex: Prosjektutvikling og prosjektledelse	70%	10%
Capex: Finansielle tjenester montering (Forsikring, Finansiering)	30%	0%
Capex: Offshore substasjon plattform - tilvirkning & installasjon (inkl. Elektro)	30%	10%
Capex: Eksportkabler - tilvirkning (Sjøkabler)	50%	30%
Capex: Eksportkabler - tilvirkning (Landkabler)	30%	10%
Capex: Eksportkabler - installasjon (Sjøkabler, inkl. Ilandføring)	50%	10%
Capex: Eksportkabler - installasjon (Landkabler)	90%	0%
Capex: Nettilknytning (Nettstasjon, land)	30%	0%
Opex: Drift og vedlikehold (Vindturbiner, Fundament, Elektriske Systemer, Forankring)	70%	10%
Opex: Administrasjon	50%	10%
Opex: Snorre og Gullfaks (Utstyr for HT)	n/a	n/a
Opex: Finansielle tjenester drift (Forsikring, Finansiering)	30%	0%

Tabell 9 P50 estimat for norske leverandørers mulige andeler i det norske og det internasjonale markedet.

4.2.6.2 Sensitiviteter

Vi har gjort en sensitivitetsanalyse på P50 estimatene for norske aktørers mulige andel av det nasjonale og globale markedet, der høy/lav sier noe om usikkerheten i P50 estimatet, mens tidlig/sent sier noe om virkningen for markedsposisjonen til de norske aktørene ved en tidlig/sen realisering av Hywind Tampen.

Usikkerheten som reflekteres i høy/lav, er sammensatt av hvor fragmentert eller etablert et markedssegment er, altså en indikasjon på konkurransen og antall aktører i det enkelte segment. I tillegg vil enkelte aktiviteter kunne ha et stort innslag av lokalt innhold grunnet naturgitte lokaliseringsmessige fortrinn uavhengig av hvilke aktører som vinner kontrakten. Eksempler på dette kan være bygg og anleggsrelatert virksomhet eller bruk av havnefasiliteter, samt enkelte drifts- og vedlikeholdsrelaterte tjenester.

Usikkerheten i kontraktandeler til norske leverandører innenfor de fire scenariene (LT, HT, LS, HS) bestemmes som distanse fra P50. Vi har antatt følgende kategorier for i hvor stor grad våre P50 estimat påvirkes av disse faktorene: «Potensielt stort utfallsrom», «Lite utfallsrom», «Ikke påvirket». Se vedlegg 7.2 for oversikt over våre antakelser for disse virkningene per segment.

Et tilleggselement er i hvor stor grad den norske andelen vil kunne påvirkes av virkemiddelbruk gjennom for eksempel støtte til teknologiutvikling/næringsetablering og promotering av industriklynger. Den norske andelen vil også påvirkes av i hvor stor grad Equinor velger å bruke den strategiske muligheten Hywind Tampen representerer til å utvikle en norsk leverandørindustri.

Vi har antatt at usikkerheten i våre anslag for den norske andelen er større for det internasjonale markedet enn i estimatene for det nasjonale markedet grunnet større konkurranse og flere aktører internasjonalt. Videre har vi gjennom usikkerheten i anslagene antatt at det vil være en økt sannsynlighet for at norske aktører lykkes internasjonalt dersom man lykkes med en tidlig realisering av prosjekter i et hjemmemarked. På samme måte antar vi at sjansen for å lykkes internasjonalt reduseres dersom man kommer i gang med et hjemmemarked senere, ettersom konkurransen øker fra internasjonale aktører som dermed kan få et forsprang.

Lav-tidlig

Lav-tidlig-scenariet gjelder dersom Hywind Tampen idriftsettes i 2022 men med urealisert potensiale i å styrke konkurransefortrinnet til norske leverandører. Dette fordi bedrifter ikke ser det fulle potensialet i markedet for flytende havvind og ikke har posisjonert seg deretter, industri ikke har organisert seg tilstrekkelig gjennom «clustere» eller på andre måter, og myndigheter som ikke har tilstrekkelig har tilrettelagt for vekst i sektoren.

Iboende fordeler, som geografisk beliggenhet og relevant erfaring fra marine operasjoner, gjør likevel at norske leverandører er relativt godt posisjonert for kontrakter til prosjektet. Denne andelen refereres likevel til som «lav» fordi det er sannsynligvis at norske leverandører hadde fått større andel av kontraktene dersom premissene ligger til rette for dette.

Tidlig erfaring fra Hywind Tampen bidrar til styrket posisjon for leveranser til andre prosjekter.

Høy-tidlig

Også i dette scenariet settes Hywind Tampen i drift som planlagt i 2022. Men mulighetene som ligger i markedet for havvind generelt og flytende havvind spesielt er satt tydeligere på den politiske dagsordenen. Samtidig er konkurransefortrinnet til norske leverandører styrket gjennom og økt bevisstgjøring i den norske leverandørindustrien, større grad av forskning og utviklingsprogrammer, samt industrisamarbeid og «clustere». Konsekvensen er at Equinor tildeler en større andel av kontraktvolumet til norske leverandører.

Også i dette scenariet så vil tidlig erfaring fra Hywind Tampen bidra til styrket posisjon for leveranser til andre prosjekter for flytende havvind.

Lav-sen

I dette scenariet antas en forsinkelse av Hywind Tampen som bygges ut senere enn planlagt. Samtidig finnes urealisert potensiale i å styrke konkurransefortrinnet til norske leverandører. Dette fordi bedrifter ikke ser det fulle potensialet i markedet for flytende havvind og ikke har posisjonert seg deretter, industri ikke har organisert seg tilstrekkelig gjennom «clustere» eller på andre måter, og myndigheter som ikke har tilstrekkelig har tilrettelagt for vekst i sektoren.

Iboende fordeler, som geografisk beliggenhet og relevant erfaring fra marine operasjoner, gjør likevel at norske leverandører er relativt godt posisjonert for kontrakter til prosjektet. Denne andelen refereres likevel til som «lav» fordi det er sannsynligvis at norske leverandører ville fått en enda større andel av kontraktene dersom premisene lå til rette for dette.

Prosjektutvikler og leverandører mister det konkurransefortrinnet som ville ligget i deltakelse i Hywind Tampen.

Høy-sen

Hywind Tampen bygges ut senere enn planlagt. Men mulighetene som ligger i markedet for havvind generelt og flytende havvind spesielt er satt tydeligere på den politiske dagsordenen. Samtidig er konkurransefortrinnet til norske leverandører styrket gjennom og økt bevisstgjøring i den norske leverandørindustrien, større grad av forskning og utviklingsprogrammer, samt industrisamarbeid og «clustere». Konsekvensen er at Equinor tildeler en større andel av kontraktvolumet til norske leverandører.

Prosjektutvikler og leverandører mister det konkurransefortrinnet som ville ligget i deltakelse i Hywind Tampen.

4.2.7 Norske andeler per segment

Et investeringsprosjekt som Hywind Tampen vil være viktig for norsk offshorerettet næringsliv, fordi prosjektet ventes å gi en betydelig verdiskaping i form av vare- og tjenesteleveranser og skape verdifulle sysselsettingseffekter. Dette vil kunne gi seg utslag både på kort sikt i forbindelse med Hywind Tampen spesifikt, men også på lengre sikt ved at man etablerer et konkurransemessig fortrinn ved å være tidlig ute med løsninger og erfaringer i et nytt og potensielt stort internasjonalt marked.

For å kunne estimere disse virkningene, har det vært nødvendig å gjøre noen forutsetninger om konkurransekraften og posisjonen til norske aktører innen hvert segment i dag og i et framtidig marked for flytende havvind ut fra antatte konkurransemessige fortrinn. Vi har vurdert resulterende norsk andel av verdiskapingen i vare- og tjenesteleveransene til prosjektet, både i investeringsfasen og i driftsfasen. Våre forutsetninger er beskrevet under hvert delkapittel i det følgende og oppsummert i tabellform i vedlegg 7.2.

4.2.7.1 Vindturbiner (tilvirkning)

Norge har ingen leverandører av vindturbiner til havvindmarkedet i dag. Det finnes enkelte underleverandører av løsninger for kontrollsystemer, overflatebehandling, instrumentering, glassfiber og komposittmaterialer, elektriske komponenter, og ulike tjenester og fartøy for drift og vedlikeholdsfasen. For selve vindturbinen har vi likevel valgt å sette den norske andelen til 0 i byggefasen. Vi har videre antatt at andelen norsk innhold ikke påvirkes av tidlig eller sen realisering av Hywind Tampen.

4.2.7.2 Fundamenter (tilvirkning)

Det finnes flere ulike konsept for fundamenter til flytende havvind. Hovedforskjellene mellom disse kan i stor grad grupperes til hvilke havdyp teknologien er tilpasset (grunt vann vs. dypt vann) og materialbruk (stål vs. betong). Betongfundamenter antas å produseres lokalt, mens stålfundament i større grad antas å kunne produseres andre steder og transporteres inn for sammenstilling lokalt. Videre antas for øvrig utfallsrommet for norsk andel å være stort (stor usikkerhet i anslaget) da dette er et umodent marked. Den norske andelen antas også å kunne bli betydelig påvirket av hvorvidt Hywind Tampen realiseres tidlig eller sent.

4.2.7.3 Installasjon av Fundamenter og Vindturbiner

Vi har antatt at sammenstilling av fundamenter og vindturbiner vil skje i en havn og at hele installasjonen deretter flytes ut til feltet. Vi har skilt havnefasiliteter ut i et eget segment, og fokuserer her kun på selve installasjonen.

Selv om det vil være konkurranse fra internasjonale aktører med erfaring fra marine operasjoner, antas norske aktører å ha en sterkt posisjon her. Denne posisjonen antas å være sterkere lokalt i Norge enn internasjonalt, og vi har derfor antatt en betydelig høyere andel norsk innhold i Norge enn globalt, samtidig som utfallsrommet for norsk andel antas å være mindre lokalt enn internasjonalt. Vi antar også at den norske andelen i både det norske og internasjonale markedet vil kunne være betydelig påvirket av hvorvidt Hywind Tampen realiseres tidlig eller sent, da det vil være essensielt å skaffe seg erfaring tidlig. Hywind Tampen-teknologien er dessuten avhengig av djupe havner som gir norske leverandører ett stort fortrinn. Det finnes imidlertid flere konkurrerende teknologier som kan brukes både internasjonalt og i Norge som ikke krever djupe havner og vi forutsetter derfor ikke at Hywind-teknologien vinner alle prosjekter i Norge. Hywind-teknologien bidrar likevel til en høy norsk markedsandel for installasjoner.

4.2.7.4 Forankringsløsninger (tilvirkning og installasjon)

En stor del av kostnadene ved forankringsløsningene knytter seg til innkjøp av kjetting. Dette markedet domineres av utenlandske leverandører fra lavkostmarkeder, men det vil være muligheter for norske andeler i prosjektering, instrumentering og installasjon av både kjetting og forankring (for eksempel suganker). Vi antar for øvrig at usikkerheten rundt norsk innhold er stor, og andelen antas også i stor grad påvirket av om Hywind Tampen realiseres tidlig eller sent, da det vil være en fordel å skaffe seg erfaring med disse løsningene tidlig.

4.2.7.5 Arraykabler (tilvirkning og installasjon)

Markedet for arraykabler (internkabler) er et internasjonalt marked som domineres av etablerte aktører. Det er større konkurranse og flere aktører enn for eksportkabler, men samtidig er det færre aktører med erfaring med dynamiske kabler. Det er per i dag en signifikant leverandør i Norge innen tilvirkning og installasjon, og flere aktører innen spesialiserte installasjonstjenester.

Selv om markedet for arraykabler er relativt konsolidert med et gitt antall leverandører, vil utfallsrommet for norsk andel kunne være potensielt stort både nasjonalt og internasjonalt grunnet behovet for innovasjon og utvikling innen dynamiske høyspenningskabler – spesielt med tanke på kostnadseffektive og robuste løsninger for installasjon og inntrekking i fundamentene. Andelen antas også i stor grad påvirket av om Hywind Tampen realiseres tidlig eller sent, da det vil være en fordel å skaffe seg erfaring med disse løsningene tidlig.

4.2.7.6 Annet (Havn & Logistikk, Marine Support)

Havn og marin logistikk vil kunne ha stor grad av lokalt innhold grunnet naturgitte konkurransefortrinn for lokale aktører. Dermed har vi antatt en stor andel av norsk innhold for dette segmentet i det norske markedet, og en relativt lav andel i det internasjonale markedet, selv om det for sistnevnte også kan være noen muligheter for aktører med tjenester innen marin logistikk og spesialløsninger for tilkomst og transport av personell. Andelen norsk innhold antas upåvirket av hvorvidt Hywind Tampen realiseres tidlig eller sent.

4.2.7.7 Eksportkabler sjø (tilvirkning og installasjon)

Vi har her valgt å oppsummere tilvirkning og installasjon for sjøkabler i samme avsnitt selv om vi har skilt disse segmentene i analysen. Dette er et internasjonalt marked som domineres av noen få etablerte aktører. Markedet innen sjøkabler er mer spesialisert og med færre aktører enn innen landkabler. Videre er det færre aktører med erfaring innen dynamiske sjøkabler. Det er per i dag en signifikant leverandør i Norge innen tilvirkning og installasjon, og flere aktører innen spesialiserte installasjonstjenester.

Selv om markedet for eksportkabler er relativt konsolidert med et gitt antall leverandører, vil utfallsrommet for norsk andel kunne være potensielt stort både nasjonalt og internasjonalt grunnet behovet for noe innovasjon og utvikling innen dynamiske høyspenningskabler. Andelen antas i mindre grad påvirket av hvorvidt Hywind Tampen realiseres tidlig eller sent, selv om det fortsatt antas å være en fordel å få erfaring tidlig også her.

4.2.7.8 Eksportkabler land (tilvirkning og installasjon)

Vi har her valgt å oppsummere tilvirkning og installasjon for landkabler i samme avsnitt selv om vi har skilt disse segmentene i analysen. Det er noe større konkurranse innen landkabler enn for sjøkabler, da det er færre fabrikker som er tilpasset fabrikkasjon av sjøkabler. Det er også flere leverandører av landkabler. For landkabler vil det være noe større lokalt innhold, da disse innebærer mer bygg og anlegg som i større grad gjerne utføres av lokale entreprenører, som det er mange av i Norge. Dette gjelder også i de tilfeller hvor kabelkontrakten tildeles en utenlands aktør.

Ettersom markedet for eksportkabler er relativt konsolidert med et gitt antall leverandører, vil utfallsrommet for norsk andel være relativt lite internasjonalt (noe høyere nasjonalt grunnet færre antall prosjekter). Andelen norsk innhold for landkabler antas å være upåvirket av tidspunktet for realisering av Hywind Tampen, da dette er et standard produkt som ikke skiller seg fra kabler som benyttes for andre energikilder.

4.2.7.9 Offshore nettstasjoner/plattformer (tilvirkning og installasjon)

Det er i dag få eller ingen leverandører med etablerte løsninger for flytende nettstasjoner. Det er for øvrig mye kompetanse i Norge innen dette området innen både «engineering» og fabrikkasjon. Vi har derfor antatt at muligheten for norsk andel er relativt høy. Det er likevel et stort utfallsrom her, fordi det vil anses som svært gunstig å komme inn tidlig med løsninger og etablert erfaring.

4.2.7.10 Nettstasjon land

Det er innen dette området som for eksportkabler et relativt lite antall aktører, og det er lite fabrikkasjon av transformatorer og bryterutrustning i Norge. Likevel vil det kunne være noe større lokalt innhold for nettstasjoner på land enn til havs, da disse innebærer mer bygg og anlegg som i større grad gjerne utføres av lokale entreprenører, også i de tilfeller hvor hovedkontrakten tildeles en utenlands aktør. På grunn av dette - og fordi nettstasjoner på land ikke vil være vesentlig forskjellig

fra integrasjon av andre energikilder - har vi antatt at utfallsrommet for norsk andel er lite, og at denne andelen ikke vil påvirkes i særlig stor grad av tidlig eller sen implementering av Hywind Tampen.

4.2.7.11 Prosjektutvikling, Prosjektledelse og Administrasjon

I hovedsak er dette interne kostnader i Equinors egen organisasjon. I tillegg inngår noen kostnader til utviklingsprosjekter, grunnundersøkelser og studier, også i stor grad utført av norske bedrifter for prosjekter i det norske markedet. Norsk andel av verdiskapingen beregnes her til å være høy.

Videre har vi antatt at Equinor sin andel av det internasjonale markedet kan bli signifikant, og dermed vil medføre noe aktivitet i Norge også for internasjonale prosjekter, ettersom noe av prosjektledelsen og administrasjonen vil kunne foregå på Equinors kontorer i Norge. På samme måte har vi derfor antatt at dersom andre utenlandske selskap utvikler flytende havvind i Norge, vil en andel av deres prosjektledelse og administrasjon foregå i hjemlandet. Andelen prosjektledelse er antatt å ha mer lokalt innhold enn for administrasjonskostnader.

4.2.7.12 Finansielle tjenester (Forsikring, Finansiering)

Dette markedet domineres i stor grad av internasjonale aktører, og vi har antatt en liten andel for norsk innhold i Norge og antatt den vil være null internasjonalt. Vi har også antatt at den norske andelen vil være upåvirket av hvorvidt Hywind Tampen realiseres tidlig eller sent.

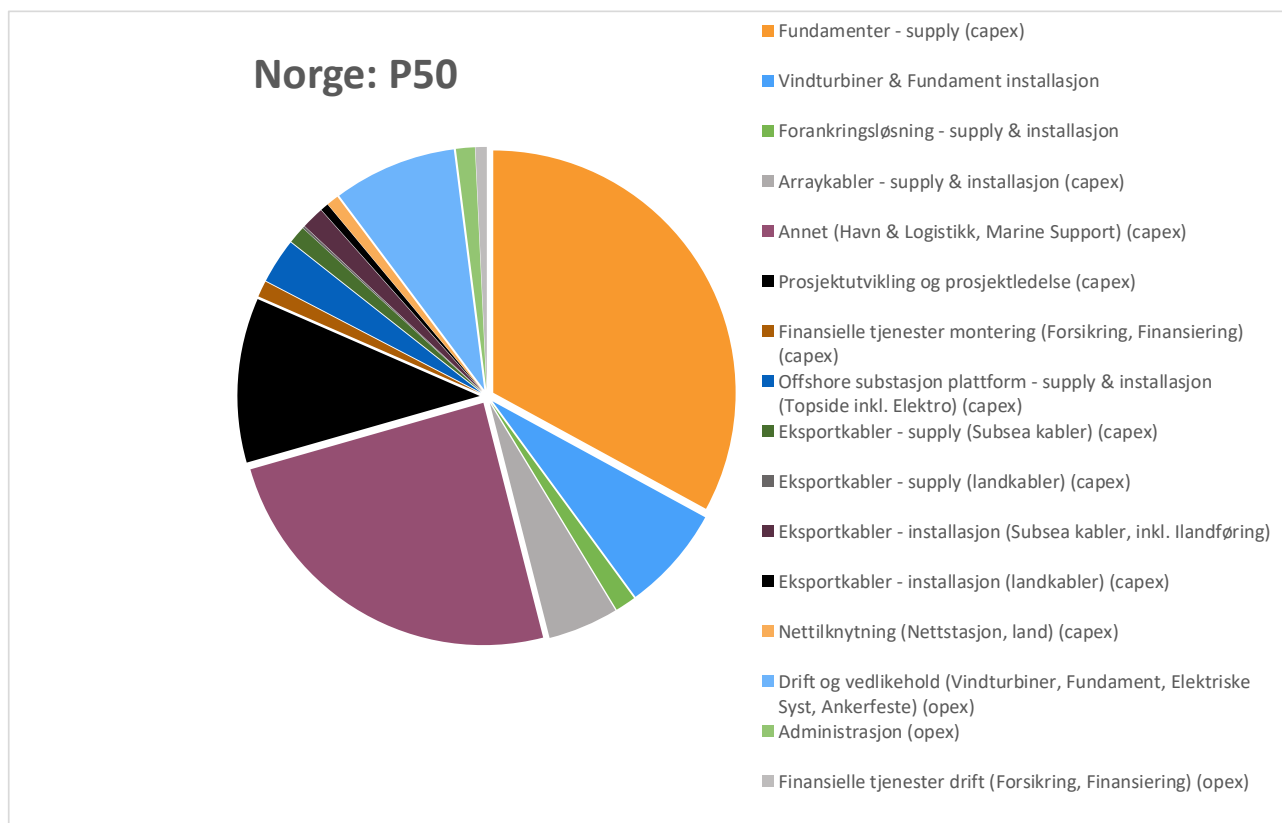
4.2.7.13 Drift og vedlikehold

For drift og vedlikehold har vi antatt at en stor andel kan leveres av norske aktører for de norske prosjektene. Det vil være noe internasjonalt innhold fra vindturbinleverandørene, men disse vil normalt sett benytte seg i stor grad av lokale leverandører for drifts og vedlikeholdstjenester. De norske aktørene innen supply-skip og marine operasjoner vil kunne ha et sterkt fortrinn. Dette er et område som på lik linje med havnetjenester vil ha stor grad av lokalt innhold grunnet naturgitte konkurransefortrinn.

4.3 Norske leverandørers muligheter fordelt per segment

Figur 9 viser en nedbryting av norsk verdiskaping per segment for P50 estimatet i det norske flytende havvindmarkedet. Nedbrytningen for de 4 scenarioene er vist i vedlegg 7.3 og 7.3.1.

Vi ser at hovedbidraget til norsk verdiskaping kommer fra segmentene fundamenter og havnefasiliteter/logistikk. Disse utgjør til sammen 57% av den totale verdiskapingen. Potensialet er også stort innen prosjektutvikling/prosjektledelse, ulike kabelløp, installasjon av vindturbiner og fundamenter og drifts- og vedlikeholdstjenester.

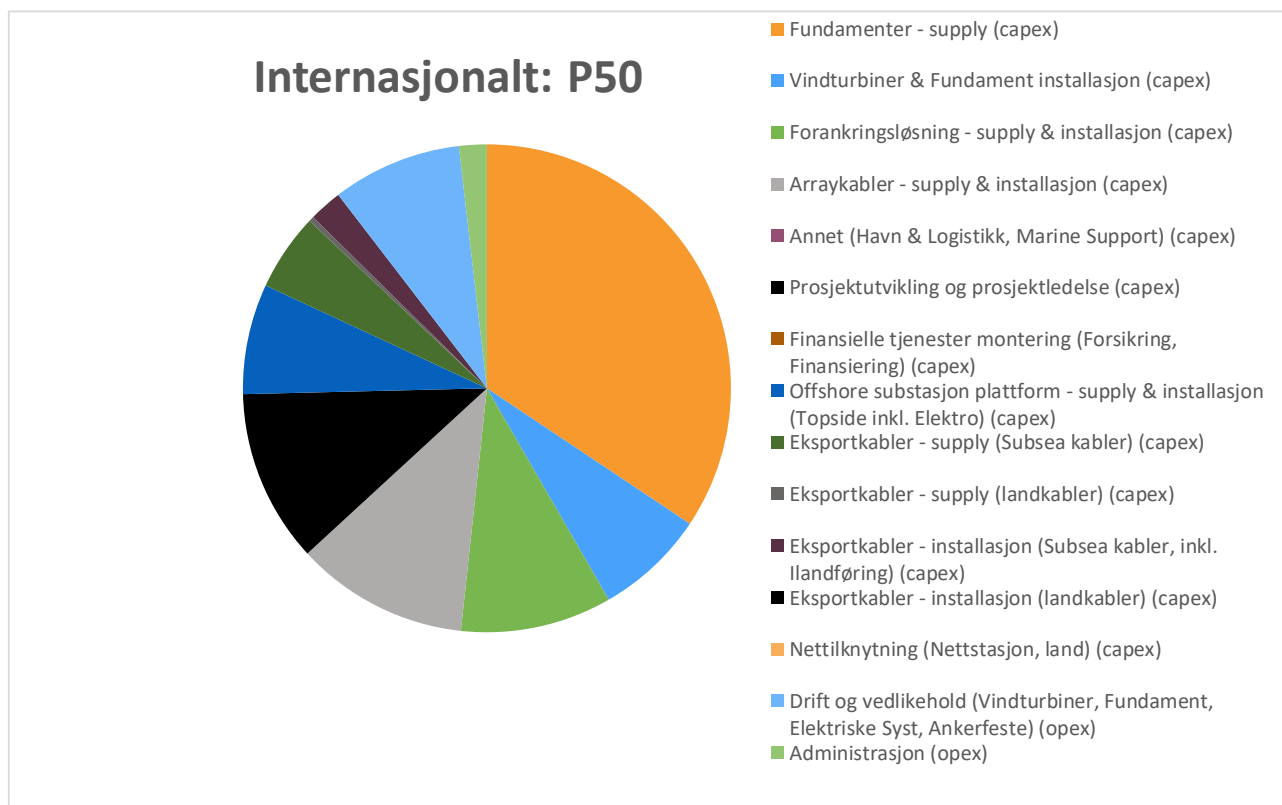


Figur 9 Fordeling norsk verdiskaping per segment i det norske flytende havvindmarkedet, P50

Figur 10 viser en nedbryting av norsk verdiskaping per segment for P50 estimatet i det internasjonale flytende havvindmarkedet. Nedbrytningen per segment for de 4 sensitivitetsscenarioene er vist i vedlegg 7.3 og 7.3.2.

Vi ser at potensialet for norsk verdiskaping ved leveranser mot det internasjonale markedet har en litt annen fordeling per segment enn i det norske markedet.

Dette skyldes som nevnt tidligere at det innenfor enkelte segment vil kunne være stort innslag av lokalt innhold grunnet naturgitte lokaliseringmessige fortrinn. Et eksempel på dette er havn og logistikk som vil bli et viktig segment for norske leverandører i Norge, men som i hovedsak vil skje fra utenlandske havner i det internasjonale markedet. Vi ser at fundamenter også her utgjør en stor del av den norske verdiskapingen, men at også andre leveranser utgjør en større andel av totalen, i og med at enkelte av de ovennevnte segmentene med stort lokalt innhold (som havn og logistiktjenester) utgjør en mindre andel i det internasjonale markedet.



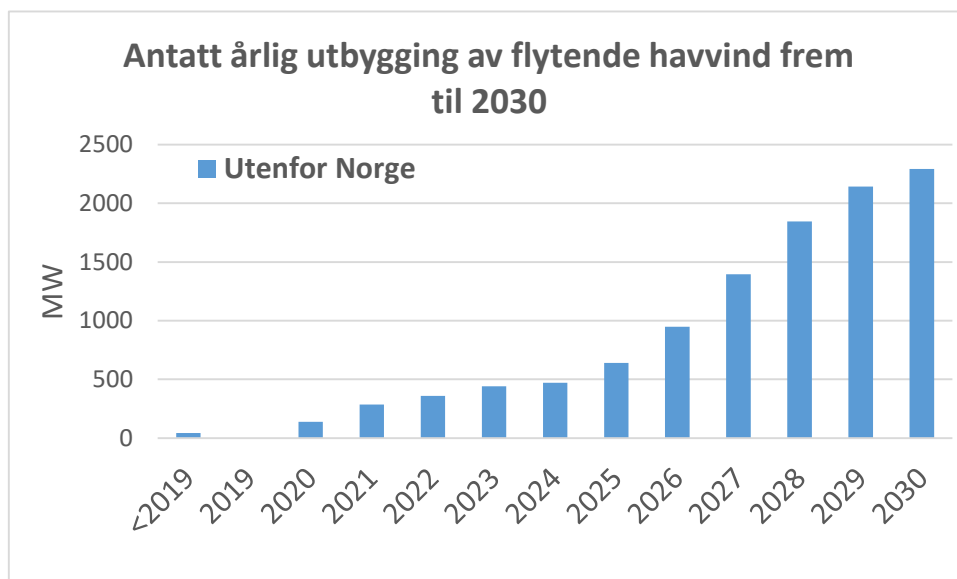
Figur 10 Fordeling norsk verdiskaping per segment i det internasjonale flytende havvindmarkedet, P50.

4.4 Internasjonalt marked (11 GW innen 2030)

4.4.1 Forventet markedsverdi

Det er tatt utgangspunkt i et internasjonalt (dvs. ikke-norsk) marked på 11 GW som drøftet i kapittel 4.2.1. Dette kapasitetsvolumet er fordelt årlig i perioden frem til 2030 etter metoden presentert i kapittel 4.2.2.

Dette gir følgende årlig utbygging av flytende havvindkapasitet internasjonalt frem til 2030:

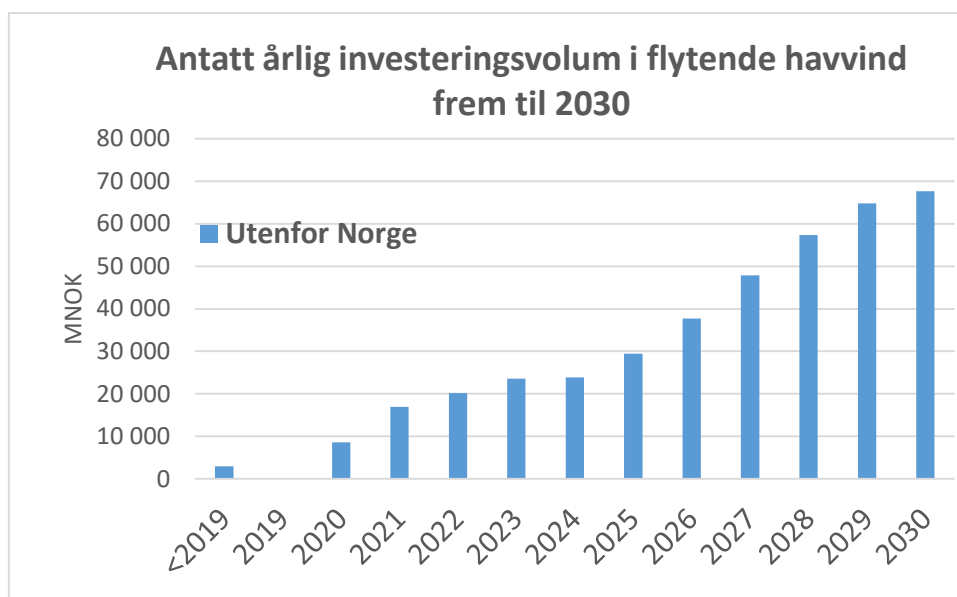


Figur 11 Årlig utbygging av flytende havvind internasjonalt frem til 2030 (MW)

Figur 11 viser et internasjonalt marked for flytende havvind som ikke gir nye installasjoner før i 2020. Basert på forståelse for flytende havvind-prosjekter som er under utvikling, er prognosen for nær fremtidig nok høyere enn den utbygging markedet faktisk vil se, som diskutert i metodekapittelet 4.2.2.

Årlig utbyggingstakt antas å ligge på rundt 500 MW før markedet går inn i en vekstfase siste halvdel av 2020-årene. Mot slutten av perioden antas det en årlig utbygging av flytende havvind på over 2 GW.

Etter metoden beskrevet i kapittel 4.2.4, gir dette totalinvesteringer i CAPEX og OPEX for flytende vindprosjekter utenfor Norge frem til 2030 på 401 milliarder NOK slik tabellen viser nedenfor:



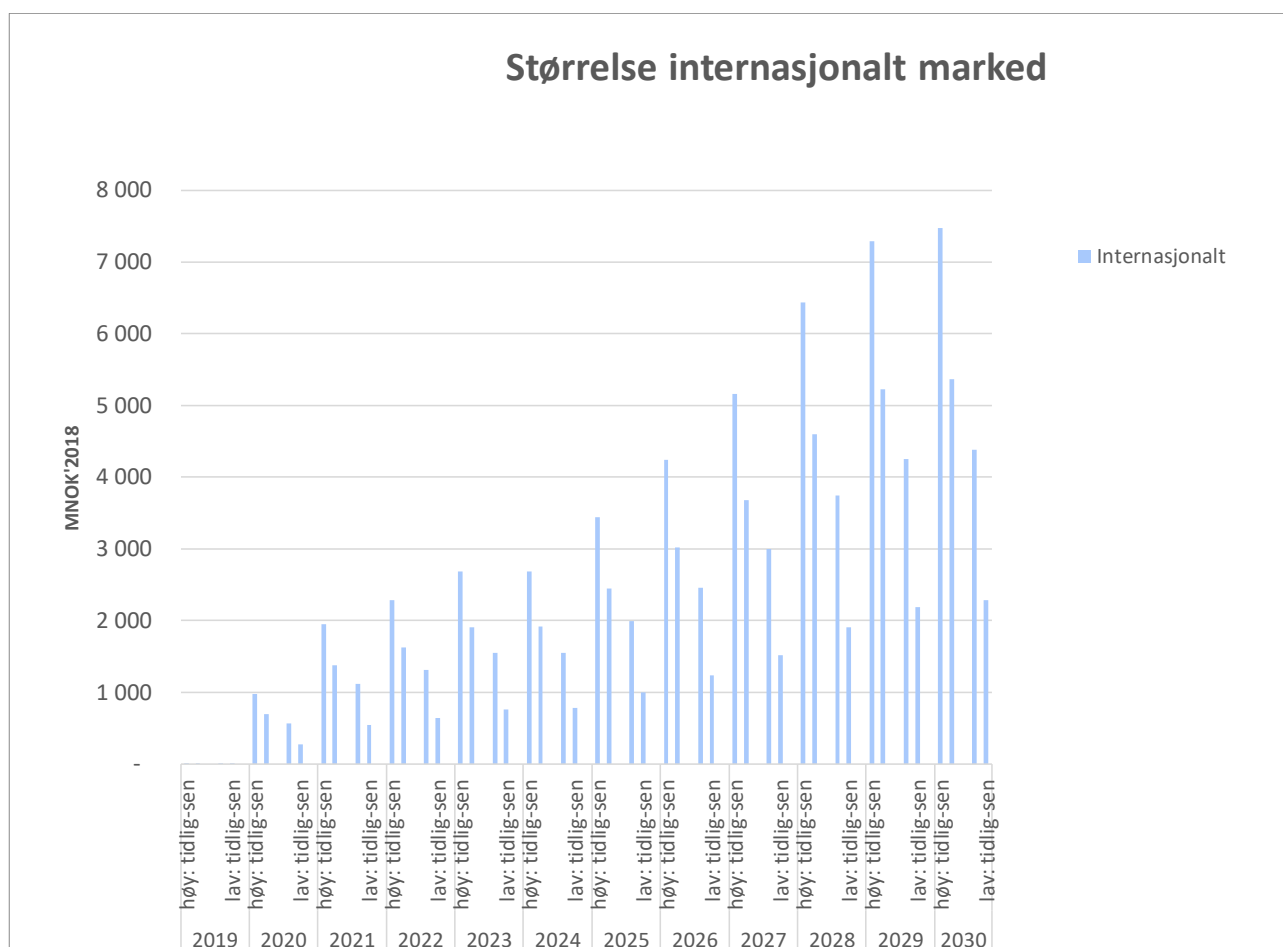
Figur 12 Investeringsvolumet til flytende havvind internasjonalt lagt til grunn i analysen. Inkluderer både CAPEX og OPEX. Kostnader gitt i NOK 2018-verdier.

Tallene viser et internasjonalt marked som tar til fra 2020 og utover. Samlede årlige investeringer flater ut på ca. NOK 20 milliarder mot midten av 2020-årene, før sterk vekst i andre halvdel av tiåret tar årlige investeringsvolum til over NOK 60 milliarder i 2029 og 2030.

4.4.2 Fire scenarier for potensialet til norsk leverandørindustri internasjonalt

Omsetning blant norske selskaper i den internasjonale flytende havvindindustrien anses som særlig sensitiv til hvorvidt Hywind Tampen etableres tidlig eller sent. En sen etablering av Hywind Tampen kombinert med et lavt anslag av norske aktører vil gi en omsetning i 2030 på kun 2,3 mrd for både CAPEX og OPEX. Ved en tidlig etablering stiger dette til 4,4 mrd. Det høye anslaget er litt mindre sensitivt, men også her øker omsetningen fra 5,3 mrd til 7,5 mrd. Det store spennet representerer dessuten stor usikkerhet rundt anslagene.

Figur 13 viser omsetningen for norske leverandører fratrasket omsetningen til utenlandske underleverandørers andeler av markedet per år for hvert av de fire scenarioene. Vi ser at forskjellen mellom tidlig og sen etablering av Hywind Tampen er betydelig.



Figur 13 Norsk omsetning i det internasjonale flytende havvindmarkedet i perioden 2019 – 2030.

4.4.3 Ringvirkninger i Norge pr. scenario

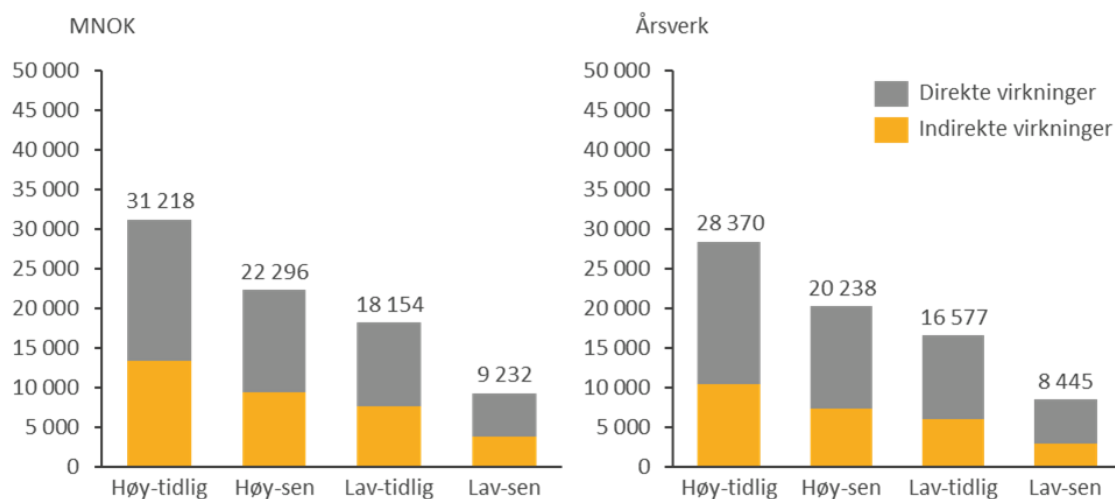
Gitt at den installerte effekten av flytende havvind vokser til 11 GW utenfor Norge i 2030, anslås ringvirkningseffektene²² i Norge å beløpe seg til et bidrag til BNP på mellom 9,2 - 31,2 mrd. kroner og en sysselsettingseffekt på 8 500 – 28 400 årsverk totalt sett for perioden til og med 2030. Resultatene er illustrert i Figur 14.

²² Se kapittel 3.2.2 for en redegjørelse av ringvirkningseffekter og beregningsmetodikk.

Norske leverandørers andel av det totale markedet utenfor Norge er naturlig nok betydelig lavere enn for Hywind Tampen og eventuelle nye prosjekter i Norge. I forhold til det totale markedet for leverandørtjenester mellom 2020 og 2030, er den norske andelen anslått til å ligge mellom 3 (lav-sen) og 9 prosent (høy-tidlig).

Hvor tidlig Hywind Tampen-prosjektet realiseres er antatt å ha stor betydning for den framtidige konkurranseevnen for norsk leverandørindustri. Mens verdiskapingen i leverandørindustrien ligger mellom 18-31 mrd. kroner i scenarioene hvor det antas tidlig utbygging av Hywind Tampen, er den anslått til mellom 9-22 mrd. NOK i scenarioer hvor prosjektet realiseres senere enn 2022. Årsaken er at utbyggingen av et større, flytende havvindprosjekt i Norge som Hywind Tampen på et tidlig tidspunkt vil gi leverandørindustrien en sterk konkurranseposisjon i framtidige prosjekter.

Betydning av spesielle tiltak for å styrke norske leverandørers konkurransefortrinn for framtidig verdiskapingspotensial er også tydelig. I scenarioene hvor det ikke iverksettes slike tiltak, ligger verdiskapingen i leverandørindustrien på 9-18 mrd. kroner, mens den ligger på 22-31 mrd. kroner i scenarioer hvor utviklingen av havvindsegmentet i Norge har et særlig høyt fokus.



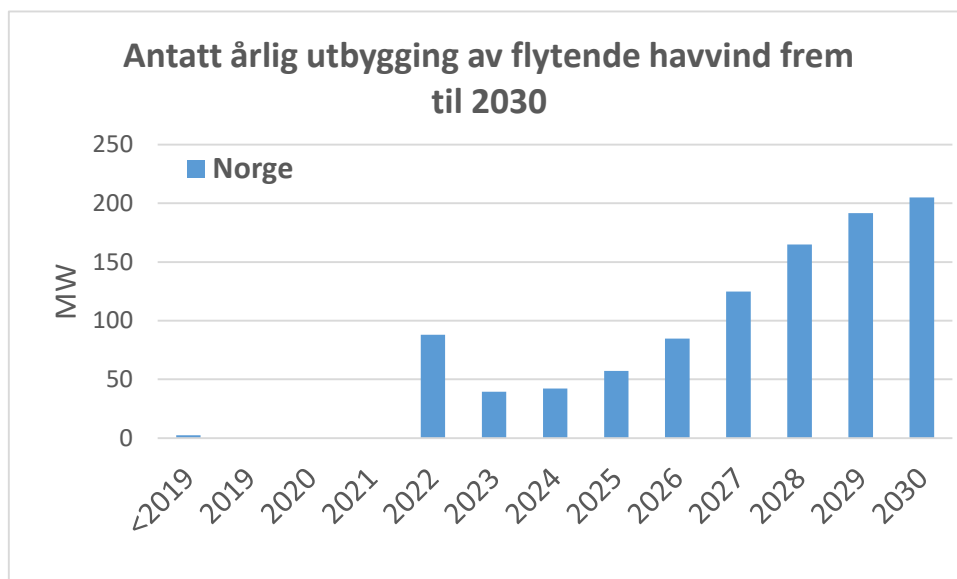
Figur 14: Ringvirkningseffekter i form av bidrag til brutto nasjonalprodukt (venstre) og årsverk (høyre) i Norge 2020-2030 ved et globalt marked utenfor Norge for flytende havvind på 11 GW innen 2030.

4.5 Norsk marked (1 GW innen 2030)

4.5.1 Forventet markedsverdi

Det er tatt utgangspunkt i et norsk marked på 1 GW, som drøftet i kapittel 4.2.1. Selv om det er sannsynlig at Norge i et slikt scenario vil få et fåtall, større enkeltprosjekter, er kapasitetsvolumet fordelt årlig i perioden frem til 2030 etter den metoden presentert i kapittel 4.2.2.

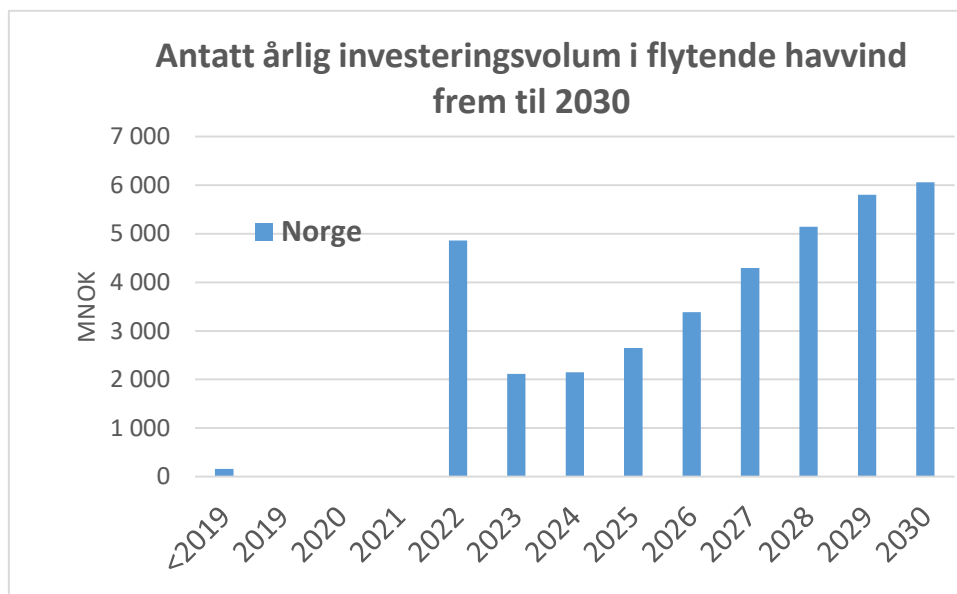
Årlig utbygging av flytende havvindkapasitet i Norge frem til 2030 beregnes dermed som følger:



Figur 15 Årlig utbygging av flytende havvind i Norge frem til 2030 (MW).

Som Figur 12 viser legges til grunn et norsk marked for flytende havvind som ser neste nyinstallasjoner først i 2022 når Hywind Tampen planlegges slutført. Etter først å falle til rundt 50 MW årlig, antas en vekstfase som vil gi årlige nyinstallasjoner på mer enn 200 MW i slutten av perioden.

Basert på metoden beskrevet i kapittel 4.2.4, gir dette totalinvesteringer i CAPEX og OPEX for flytende vindprosjekter i Norge frem til 2030 på 36.6 milliarder NOK:



Figur 16 Investeringsvolumet til flytende havvind i Norge lagt til grunn i analysen. Inkluderer både CAPEX og OPEX. Kostnader gitt i NOK 2018-verdier.

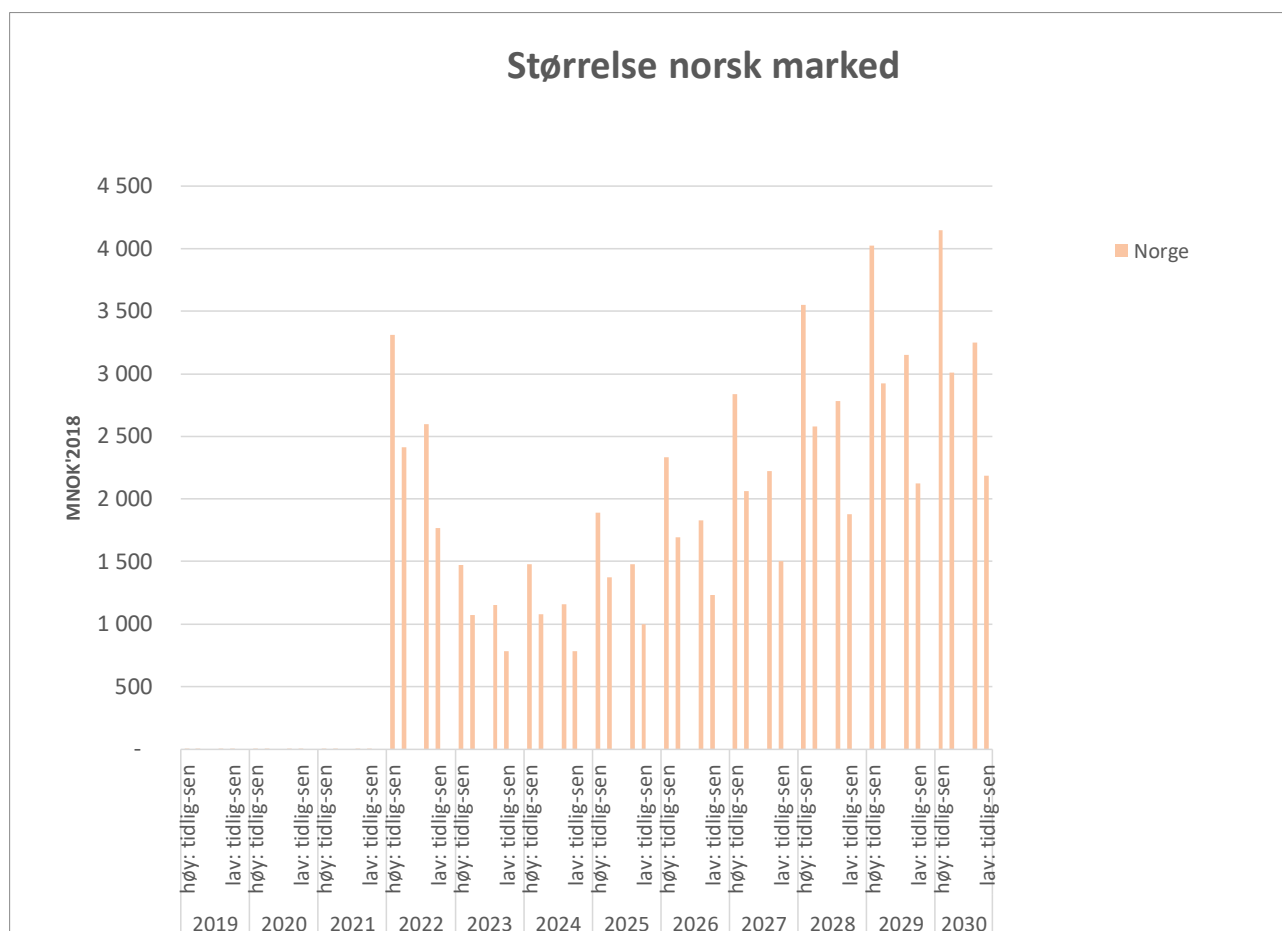
Figur 16 viser et norsk marked på nærmere NOK 5 milliarder kroner i 2022 forklart med planlagt idriftsettelse av Hywind Tampen. Som for prognosen for utbyggingstakt, antas årlige investeringer vil falle etter dette men gradvis øke til ca. NOK 6 milliarder i slutten av perioden.

4.5.2 Fire scenarier for norsk leverandørindustriens potensiale Norge

Omsetning blant norske selskaper i den norsk flytende havvindindustrien anses også som sensitiv til hvorvidt Hywind Tampen etableres tidlig eller sent. En sen etablering av Hywind Tampen kombinert med et lavt anslag av norske aktører vil gi en omsetning i 2030 på kun 2,2 mrd for både CAPEX og OPEX. Ved en tidlig etablering stiger dette til 3,2 mrd. Det høye anslaget er mindre sensitivt, men også her øker omsetningen fra 3 mrd til 4,1 mrd. Det store spennet representerer dessuten stor usikkerhet rundt anslagene.

Det understrekes at analysen i denne rapporten tar utgangspunkt i et norsk marked på 1 GW innen 2030, uavhengig av når Hywind Tampen settes i drift.

Figur 17 viser omsetningen for norske leverandører fratrukket omsetningen til utenlandske underleverandørers per år for hvert av de fire scenarioene. Vi ser her at forskjellen mellom tidlig og sen etablering av Hywind Tampen også her er betydelig, men noe mindre enn i det internasjonale markedet.



Figur 17 Norsk omsetning i det norske flytende havvindmarkedet i perioden 2019 – 2030.

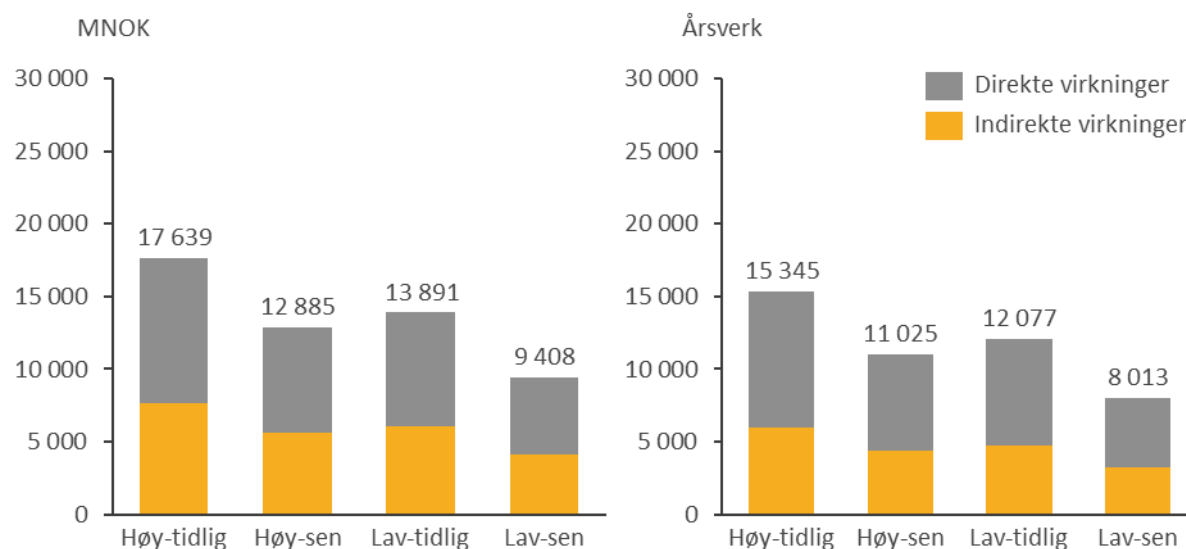
4.5.3 Ringvirkninger i Norge pr. scenario

Utbygging av flytende vindkraft i Norge på 1 GW fram til 2030 er antatt å kunne generere ringvirkningseffekter²³ på mellom 9 og 17,5 mrd. kroner i bidrag til BNP og 8 000- 15 000 årsverk fram til 2030. Over 90 prosent av de samlede leverandørkjøpene fram til 2030 er knyttet til utbyggingsfasen.

²³ Se kapittel 3.2.2 for en redegjørelse av ringvirkningseffekter og beregningsmetodikk.

Tidspunktet for utbygging av Hywind Tampen (tidlig-sen) og graden av fokus på utvikling av norsk leverandørindustri (høy-lav) har stor betydning, men har relativt sett mindre utslag enn for det internasjonale markedet. Årsaken er at norske bedrifters geografiske fortrinn ved utbygging av prosjekter i Norge vil være svakere utenfor Norge. Verdiskapingen i norsk leverandørindustri knyttet til en utbygging av 1 GW flytende vindkraft i Norge, anslås til å ligge på 14-17 mrd. NOK i scenarioer hvor Hywind Tampen realiseres i 2022, og 9-13 mrd. kroner når den realiseres senere på 2020-tallet.

Ringvirkningseffektene i norsk leverandørindustri ved en utbygging av flytende vindkraftkapasitet i Norge opp mot 1 GW innen 2030 kan sees i Figur 18 nedenfor.



Figur 18: Ringvirkningseffekter i form av bidrag til brutto nasjonalprodukt (venstre) og årsverk (høyre) i Norge 2020-2030 ved et norsk marked for flytende havvind på 1 GW innen 2030.

5 Samfunnsøkonomisk analyse

5.1 Innledning

Kapittel 3 og 4 vurderte ringvirkningen av Hywind Tampen. Kapittel 5 omhandler metoden og resultatene fra den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsanalysen av Hywind Tampen. Analysen består av en kvantitativ vurdering av de prissatte virkningene av Hywind Tampen og en kvalitativ vurdering av prosjektets betydning for produktivitetsutvikling og næringsutvikling gjennom kunnskapsspredning. Nåverdiberegningen av Hywind Tampen er beregnet med ulike sensitiviteter. Den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsanalysen inkluderer ikke ringvirkningene omhandlet i kapittel 3 og 4.

5.2 Metode

I henhold til Finansdepartementets *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser* skal man beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til et tiltak ut fra prissatte nytte- og kostnadsvirkninger. I vurderingen av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten skal man i tillegg vurdere i hvilken grad ikke-prissatte virkninger bidrar til å gjøre tiltaket mer eller mindre lønnsomt. Ikke-prissatte virkninger vurderes etter en kvalitativ verdsetningsmetode. Tabell 10 gir en oversikt over de virkningene som er inkludert i den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsanalysen av Hywind Tampen.

Virkninger	Beskrivelse av virkninger
Prissatte virkninger til nåverdiberegning	
a. Nytte	
Sparte gasskostnader	Ved å konvergere deler av energiproduksjonen på Snorre og Gullfaks til fornybar energi frigjøres gassvolumer. Gassvolumene verdsettes til alternativ anvendelse.
Sparte CO₂-utslipp	Ved å konvergere en del av energibehovet på Snorre og Gullfaks til fornybar energi reduseres CO ₂ -utslippene. Nytteverdien fremkommer ved å multiplisere reduserte CO ₂ -utslipp med en karbonpris for CO ₂ -utslipp.
Sparte NO_x-utslipp	Ved å konvergere en del av energibehovet på Snorre og Gullfaks til fornybar energi reduseres NO _x -utslippene. Nytteverdien fremkommer ved å multiplisere reduserte NO _x -utslipp med avgiften på NO _x -utslipp i petroleumssektoren. For 2019 er avgiften på 22.27 kroner per kilo.
b. Kostnader	
Drifts- og vedlikeholdskostnader	Kostnader knyttet til drift- og vedlikehold av den flytende havvindparken
Investerings- og anskaffelseskostnader	Investeringskostnader for den flytende havvindparken
Fjerningskostnader	Kostnader knyttet til nedrigging av havvindparken etter endt levetid.
Ikke-prissatte virkninger	
Kunnskaps-eksternaliteter	Prosjektets betydning for produktivitetsutvikling og næringsutvikling gjennom kunnskapsspredning

Tabell 10: Nytte- og kostnadsvirkningene i Hywind Tampen

Nåverdimetoden brukes for å beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til Hywind Tampen. Det innebærer at fremtidige nytte og kostnader diskonteres ved å benytte en kalkulasjonsrente, slik at alle størrelser blir uttrykt i dagens verdi (2018-kroner). I prinsippet bør alle virkningene verdsettes. Enkelte virkninger vil imidlertid vanskelig la seg kvantifisere. En er da henvist å gjøre en helhetlig vurdering der de kvalitative virkningene vurderes opp mot de virkningene som lar seg kvantifisere.

5.3 Kvantitativ analyse

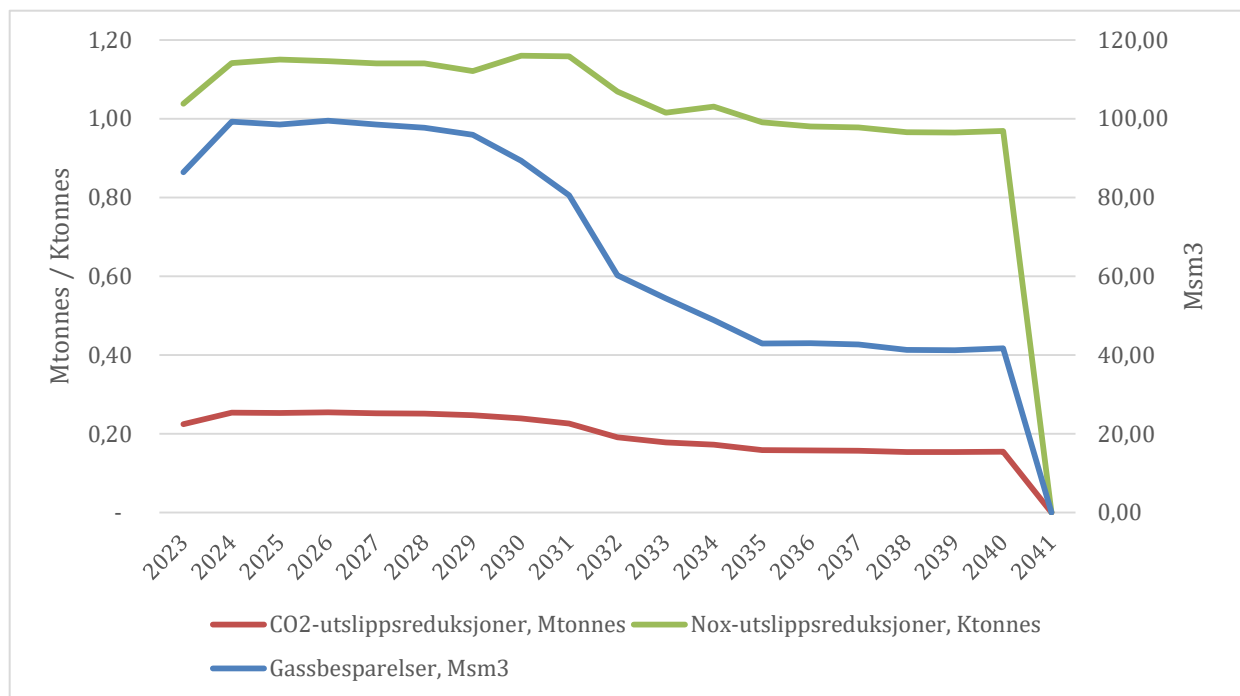
Vi bruker nåverdimetoden for å beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til Hywind Tampen gitt ulike forutsetninger. De prissatte nyttevirkningene av Hywind Tampen består av reduserte CO₂-utslipp, reduserte NO_x-utslipp og besparelser i gassforbruk som medfører at gassen kan anvendes til andre formål. Kostnadene til Hywind Tampen består av investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader og fjerningskostnader. Nåverdien av fremtidig nytte og kostnader blir beregnet med ulike sensitiviteter for levetid, karbonprisbane og diskonteringsrente. Det er knyttet stor usikkerhet til levetiden til Hywind Tampen som igjen avhenger av levetidene til vindturbinene og til Snorre og Gullfaks. Vi har derfor beregnet nåverdien med levetid til både 2040 og 2047. Videre har vi verdsatt CO₂-utslippsreduksjonene ut fra tre ulike karbonprisbaner som henholdsvis representerer en lav karbonprisbane, en karbonprisbane som antas å være forenlig med togradersmålet og en karbonprisbane som anta å være forenlig med 1,5-gradersmålet. Til slutt beregner vi nåverdien for de ulike kombinasjonene av levetid og karbonprisbane med diskonteringsrenter på fire prosent og syv prosent. Forutsetningene for verdien av NO_x-utslippsbesparelser og kostnadene til drift og vedlikehold samt fjerning holdes derimot uendret i de ulike sensitivitetene, på basis av dialog med oppdragsgiver.

5.3.1 Forutsetninger for levetid og kostnader for Hywind Tampen

Investeringsperioden til Hywind Tampen er anslått til 2019-2022. Investeringskostnadene er per august 2018 estimert til fem milliarder kroner av Equinor. Videre er fjerningskostnadene etter endt levetid anslått til 880 millioner kroner. Hywind Tampen forventes å erstatte omtrent 35 % av gassforbruket til Snorre og Gullfaks og dermed redusere utslippene av CO₂ og NO_x tilsvarende. De prissatte nyttevirkningene av Hywind Tampen består dermed av reduksjoner i CO₂-utslipp, NO_x-utslipp og gassforbruk. Kostnadene er kategorisert som investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader og fjerningskostnader.

Vi har gjennomført nåverdiberegninger med levetid til henholdsvis 2040 og 2047. I det nedre estimatet legger vi til grunn at både nytten og drift- og vedlikeholdskostnadene til Hywind Tampen påløper i perioden 2023 til 2040. Videre forutsetter vi at fjerningskostnadene pålydende 880 millioner kroner faller i 2041. Med en levetid til 2040 begrenses prosjektets levetid av levetiden til Snorre og Gullfaks. Vi antar da at Gullfaks vil dra nytte av Hywind Tampen til 2033 mens Snorre kan anvende kraften fra vindturbinene til 2040.

Figur 19 viser besparelsene i gassforbruk, CO₂-utslipp og NO_x-utslipp fra Hywind Tampen i perioden 2023 til 2040. Besparelsene i gassforbruk og klimagassutslipp høyest i den første halvdel av prosjektets levetid hvor Hywind Tampen forsyner både Snorre og Gullfaks. Etter 2030 faller besparelsene gradvis i takt med at Gullfaks reduserer sitt energiforbruk.

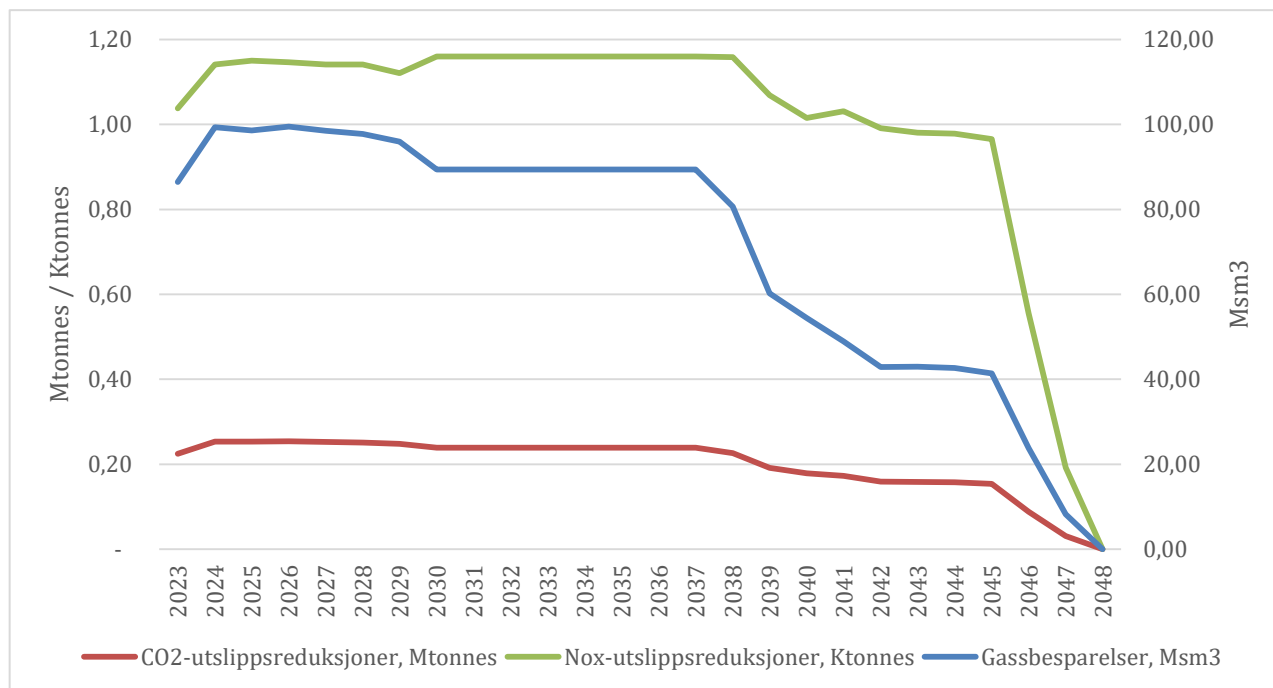


Figur 19: Årlige nyttevirksomheter av Hywind Tampen i form av gassbesparelser (Msm3), CO₂-utslippsreduksjoner (MtCO₂) og NO_x-utslippsreduksjoner (KtNO_x) gitt en levetid til 2040

En levetid på 18 år er imidlertid et relativt konservativt anslag for vindturbinene som normalt anslås til 20-25 år. Crown Estate Scotland og Catapult Offshore Renewable Energy (2018) forventer at levetiden for flytende havvind øker fra 20 år for demonstrasjonsprosjekter til 25 år for før-kommersielle prosjekter og de første kommersielle prosjektene²⁴. For å ta høyde for usikkerheten knyttet til levetiden utfører vi sensitivitetsanalyser hvor levetiden forlenges til 2047. Det impliserer at vindturbinene har en levetid på 25 år og at Snorre og Gullfaks får utvidet levetid til henholdsvis 2050 og 2040. Siden Hywind Tampens kontantstrøm er positiv for alle årene etter produksjonsstart, foruten fjerningsåret, vil en forlenget levetid bidra til å forbedre nåverdien.

I det øvre estimatet forutsetter vi derfor at Snorre og Gullfaks får forlenget levetid slik at Hywind Tampen kan utnyttes til 2047 i tråd med en forventet levetid på 25 år for vindturbinene. Dette innebærer at nytten og drifts- og vedlikeholdskostnadene til Hywind Tampen inntreffer i perioden 2023 til 2047 og at fjerningskostnadene faller i 2048. Vi forutsetter da at Gullfaks får en forlenget levetid til 2040 mens Snorre får en forlenget levetid til 2050. Dermed blir det vindturbinenes antatte levetid på 25 år som avgjør levetiden for Hywind Tampen. Figur 20 viser estimerte besparelser i gassforbruk, CO₂-utslipp og NO_x-utslipp fra Hywind Tampen gitt en levetid til 2047.

²⁴ Crown Estate Scotland og Catapult Offshore Renewable Energy (2018). "Macroeconomic Benefits Of Floating Offshore Wind In The UK". <https://www.crownestatescotland.com/maps-and-publications/download/219>



Figur 20: Årlige nyttevirksomheter av Hywind Tampen i form av gassbesparelser (Msm3), CO2-utslippsreduksjoner (MtCO2) og NOx-utslippsreduksjoner (KtNOx) gitt en levetid til 2047

NOx-utslippene verdsettes etter NOx-avgiften i petroleumssektoren, i tråd med Finansdepartementets rundskriv om samfunnsøkonomiske analyser. For 2019 er avgiften på 22,27 kroner per kilo.

5.3.2 Prinsipper for valg av kalkulasjonspriser for klimagassutslipp

I alle samfunnsøkonomiske analyser hvor tiltaket har en effekt på klimagassutslipp skal det benyttes en kalkulasjonspris for klimagassutslipp. Norsk regelverk fastsetter ingen obligatorisk karbonprisbane til bruk i offentlige samfunnsøkonomiske analyser. Valg av karbonprisbane vil dermed avhenge av konteksten for analysen (NOU 2017:17 Klimarisiko og norsk økonomi).

I NOU 2012:16 drøfter Hagen-utvalget alternative tilnærminger til karbonprisbaner i samfunnsøkonomiske analyser²⁵. Hagen-utvalget legger til grunn at norske myndigheter har bindende mål om utslippsbegrensninger, slik at økte utslipp ett sted motsvares av reduksjoner et annet sted. I tråd med denne forutsetningen anbefaler Hagen-utvalget at kalkulasjonsprisen baseres på marginale tiltakskostnader ved en gitt forpliktelse. Den marginale tiltakskostnaden representerer skyggekostnaden ved å nå et gitt klimamål og kan videre tolkes som betalingsviljen for å overholde en politisk beskrankning (Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC], 2018).²⁶

Marginale tiltakskostnader må ikke forveksles med marginale skadekostnader. Sistnevnte uttrykker hvilke kostnader ett tonn CO₂ medfører i form av global oppvarming og medfølgende konsekvenser som havstigning, flom, tørke etc. Marginale skadekostnader er imidlertid kun relevant å bruke i en samfunnsøkonomisk analyse dersom det ikke foreligger bindende utslippsforpliktelser.

²⁵ NOU 2012:16 Samfunnsøkonomiske analyser.

<https://www.regjeringen.no/contentassets/5f956d51364811b8547eebdcde52c/no/pdfs/nou201220120016000ddd.pdf>

²⁶ Intergovernmental Panel on Climate Change (2018). Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/02/SR15_Chapter2_Low_Res.pdf

Ved å ratifisere Paris-avtalen har Norge tilsluttet seg målet om å begrense den gjennomsnittlige globale oppvarmingen til «godt under 2 °C» og at det skal «strebes etter» å begrense oppvarmingen til 1,5 °C sammenlignet med førindustriell tid. Gjennom Klimaloven og Paris-avtalen har norske myndigheter forpliktet seg til å redusere klimagassutslippene i 2030 med minst 40 prosent relativt til utslippsnivåene i 1990. Videre har Norge et lovfestet mål om å bli et lavutslippssamfunn i 2050 ved å redusere klimagassutslippene med 80 til 95 prosent fra 1990-nivå.²⁷ Utslippene fra petroleumssektoren er underlagt det europeiske kvotemarkedet EU ETS hvor de årlige utslippsmålene er politisk vedtatt.

Hagen-utvalget tilrår å benytte EU-kvotepriser for de årene det noteres priser. Siden den langsiktige prisutviklingen i EUs kvotemarked er usikker, anbefaler Hagen-utvalget at prisbanen over tid nærmer seg en antatt togradersbane basert på internasjonalt anerkjente modellberegninger. Etter Hagen-utvalget er det kommet større fokus på 1,5 gradersbanen i lys av Paris-avtalen, noe som kunne bidra til enda høyere karbonpriser. Vi gjennomfører derfor nåverdberegninger av Hywind Tampen med en lav karbonprisbane, en togradersbane og en 1,5-gradersbane.

CO₂-avgift og kvotepris for petroleumssektoren

Utslipp fra petroleumssektoren er i dag omfattet av både EUs kvotepris og en CO₂-avgift på 1,08 kroner/liter i 2019. Per februar 2019 ligger summen av kvoteprisen og CO₂-avgiften for petroleumssektoren på omtrent 650 kroner per tonn CO₂. Hvorvidt CO₂-avgiften skal tas med i den samfunnsøkonomiske analysen er ikke gitt og avhenger av om norske myndigheter har innenlandske mål om CO₂-utslipp.

CO₂-avgiften ble innført i 1991 med formål om å redusere utslipp av klimagassen CO₂ fra petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen. Da petroleumssektoren ble innlemmet i EU ETS i 2008, ble CO₂-avgiften redusert fra 0,8 kroner/liter til 0,45 kroner/liter. Som følge av at kvoteprisen utviklet seg lavere enn forventet, besluttet regjeringen å doble CO₂-avgiften igjen i Klimameldingen fra 2012.²⁸ Økningen ble begrunnet med at det gir en samlet karbonpris i petroleumssektoren som regjeringen mener er «rimelig». Med andre ord er CO₂-avgiften samkjørt med kvoteprisen for å gi en totalkostnad som regjeringen mener er riktig.

Regjeringen har uttalt at kvoteplikten og CO₂-avgift vil fortsette å være hovedvirkemidler for klimapolitikken på norsk sokkel også fremover (Regjeringen, 2019).²⁹ Grønn skattekommisjon påpeker at en mulig begrunnelse for CO₂-avgift i petroleumsvirksomhet kan være at norske myndigheter er opptatt av nivået på nasjonale klimagassutslipp.³⁰ For at Norge skal oppnå målet om å bli et lavutslippssamfunn innen 2050, er det nødvendig med innenlandske utslippsreduksjoner. I den forstand kan CO₂-avgiften tolkes som en rammebetingelse for klimatiltak på norsk sokkel.

I den påfølgende analysen forutsettes det at norske myndigheter har mål om nasjonale CO₂-utslipp, og at CO₂-avgiften sammen med kvoteprisen i EU ETS gir en skyggepris på dette målet. Dette gjelder imidlertid kun i årene hvor karbonprisen skal reflektere kvoteprisen i EU ETS. For de årene hvor en karbonprisbane i tråd med togradersmålet eller 1,5-gradersmålet legges til grunn, anvendes derimot ikke CO₂-avgiften.

²⁷ Lov om klimamål [klimaloven] (2017). <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2017-06-16-60>

²⁸ Meld. St. 21 (2011–2012) Norsk klimapolitikk. <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld-st-21-2011-2012/id679374/sec1>

²⁹ Regjeringen. (2018). Lavere klimagassutslipp fra norsk sokkel. <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/lavere-klimagassutslipp-fra-norsk-sokkel/id2624183/>

³⁰ NOU 2015:15 Sett pris på miljøet. <https://www.regjeringen.no/contentassets/38978c0304534ce6bd703c7c4cf32fc1/no/pdfs/nou201520150015000dddpdfs.pdf>

Karbonpriser forenlig med togradersmålet

Det er store sprik i estimatene for karbonprisbaner som er forenlig med togradersmålet. Det store spriket i verdier skyldes ulike metoder, forutsetninger for energiforbruk, utslippsmål, brenslspriser og teknologiutvikling. I den femte hovedrapporten fra IPCC (FNs Klimapanel), presenterte IPCC gjennomsnittet fra 33 studier av karbonprisbaner som er forenlig med togradersmålet (IPCC, 2014). Tabell 11 viser gjennomsnittsprisene for 2020, 2030 og 2050 i 2019-kroner. I vår togradersbane legger vi til grunn at karbonprisen på sikt konvergerer mot nivåene angitt i Tabell 11.

Tabell 11: Gjennomsnitt av karbonpriser forenlig med togradersmålet. 2018-kroner.

	2020	2030	2040
Gjennomsnittspris togradersmålet	511 NOK ₂₀₁₈	901 NOK ₂₀₁₈	1603 NOK ₂₀₁₈

Kilde: Intergovernmental Panel on Climate Change (2014). *Fifth Assessment Report (AR5)*.

https://archive.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf

Etter at Hagen-utvalget presenterte sine anbefalinger i NOU 2012:16 har Paris-avtalen blitt inngått med mål om å begrense den gjennomsnittlige globale oppvarmingen til «godt under 2 °C» og at det skal «strebes etter» å begrense oppvarmingen til 1,5 °C sammenlignet med førindustriell tid. I 2018-publikasjonen *Special Report: Global warming of 1.5 °C* har IPCC gjennomgått flere studier av karbonprisbaner som er forenlig med enten togradersmålet eller 1,5-gradersmålet. Selv om IPCC ikke oppgir gjennomsnittspriser for studiene, viser gjennomgangen at karbonpriser forenlig med togradersmålet ligger i sjiktet 15-220 USD₂₀₁₀ for 2030 og 45 til 1050 USD₂₀₁₀ i 2050. Det øvre sjiktet for 2-gradersbanen ligger dermed betydelig høyere enn gjennomsnittet vi legger til grunn i vår analyse. Karbonprisene som er forenlig med 1,5-gradersmålet har et betydelig større utfallsrom og ligger i sjiktet 135-6050 USD₂₀₁₀ for 2030 og 245 til 14300 USD₂₀₁₀ i 2050. I en sensitivitetsanalyse anvender vi estimatene for den laveste karbonprisbanen forenlig med 1,5-gradersmålet.

Tabell 12: Laveste og høyeste priser forenlig med to gradersmålet og 1,5-gradersmålet. 2010-dollar.

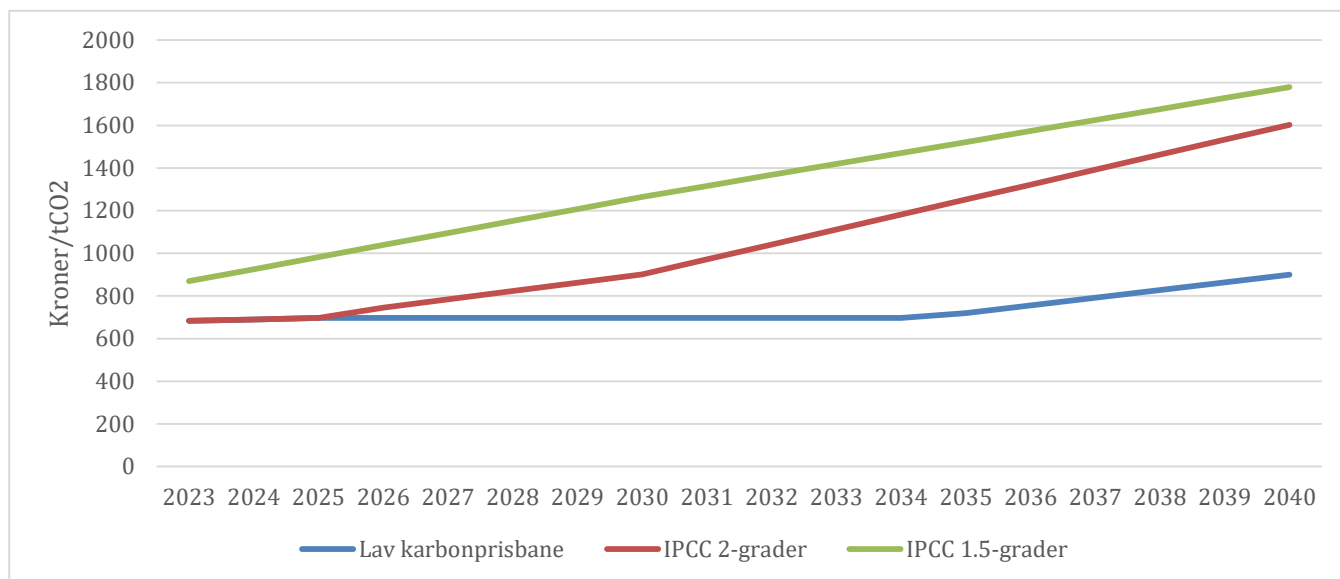
	2030	2050	2070	2100
2-grader: lavest	15 USD ₂₀₁₀	45 USD ₂₀₁₀	120 USD ₂₀₁₀	175 USD ₂₀₁₀
2-grader: høyest	220 USD ₂₀₁₀	1050 USD ₂₀₁₀	1100 USD ₂₀₁₀	2340 USD ₂₀₁₀
1,5-grader: lavest	135 USD ₂₀₁₀	245 USD ₂₀₁₀	420 USD ₂₀₁₀	690 USD ₂₀₁₀
1,5-grader: høyest	6050 USD ₂₀₁₀	14300 USD ₂₀₁₀	19300 USD ₂₀₁₀	30100 USD ₂₀₁₀

Kilde: Intergovernmental Panel on Climate Change (2018). *Special Report: Global warming of 1.5 °C*

https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/02/SR15_Chapter2_Low_Res.pdf

5.3.3 Kalkulasjonspriser for CO₂-utslipp og NO_x-utslipp i nåverdiberegningen

I nåverdiberegningene verdsetter vi CO₂-utslippsreduksjonene ut fra tre ulike karbonprisbaner som vist i Figur 21. De årlige CO₂-utslippsreduksjonene multipliseres med karbonprisen i det enkelte år. Verdien av CO₂-utslippsreduksjonene neddiskonteres deretter til dagens verdi på lik linje med andre nytteverdier og kostnader i nåverdiberegningen.

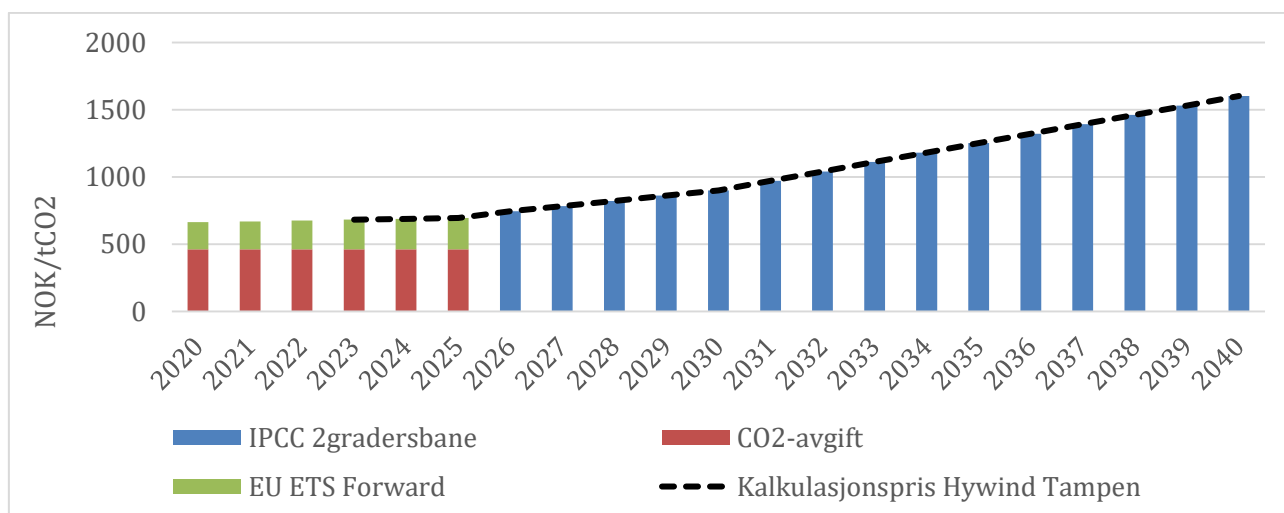


Figur 21: Kalkulasjonspriser med lav karbonprisbane, 2-gradersbane og 1,5-gradersbane

For de to laveste karbonprisbanene er prisene frem til 2025 basert på summen av dagens forwardpriser på kvoter i EU ETS og CO₂-avgiften. I den lave karbonprisbanen ligger summen av CO₂-avgiften og kvoteprisen deretter flatt til 2035 før CO₂-avgiften fases helt ut som følge av at kvoteprisen alene blir høy nok. Togradersbanen divergerer fra den lave karbonprisbanen fra 2026 og stiger til 900 kroner₂₀₁₈ i 2030 og 1250 kroner₂₀₁₈ i 2035. Sensitivitetsanalysen med den høyeste karbonprisbanen er i tråd med IPCCs laveste anslag på karbonpriser forenlige med 1,5-gradersmålet og stiger til 1250 kroner allerede i 2030 og 1780 kroner i 2040. Når karbonprisene avledes av prisbaner forenlige med togradersmålet og 1,5-gradersmålet blir imidlertid ikke CO₂-avgiften tatt med i beregningen. CO₂-avgiften blir kun inkludert når karbonprisen utledes fra EU ETS. Summen av CO₂-avgiften og kvoteprisen tolkes da som en skyggepris for klimatiltak på norsk sokkel.

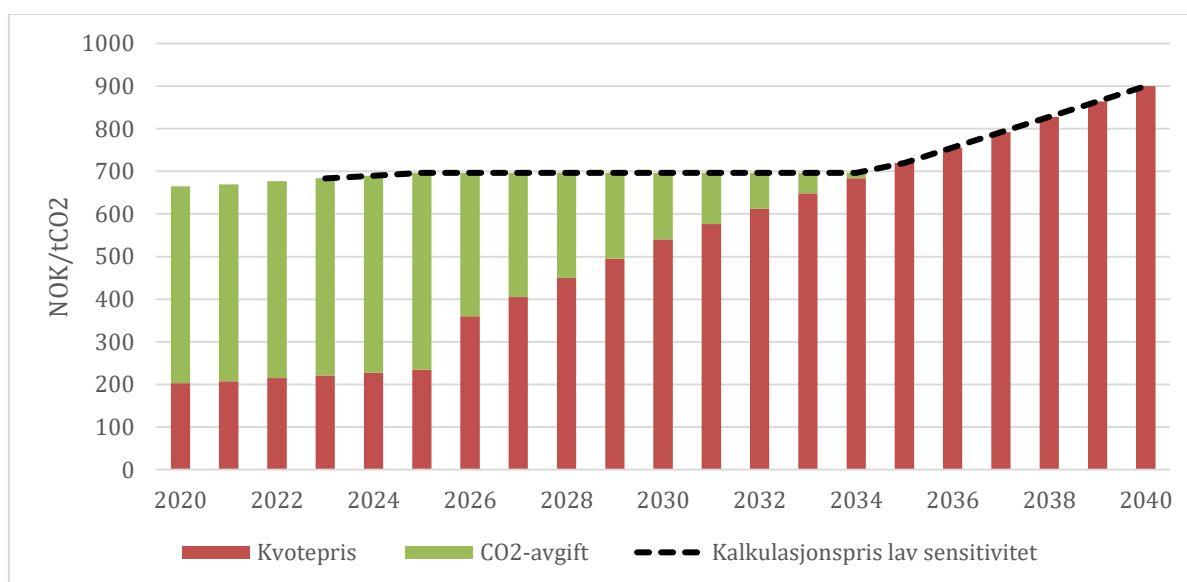
Figur 22 viser karbonprisutviklingen i togradersbanen. Per februar 2019 ligger forwardprisen til ICE (Intercontinental Exchange) på 23 EUR/tCO₂ i 2023 og 24 EUR/tCO₂ for 2024 og 2025³¹. CO₂-avgiften antas å ligge flatt på 2019-nivå i denne perioden. Som Figur 22 viser er dagens kvotepris og CO₂-avgift på tilnærmet like nivåer som IPCC-snittprisen i 2023 og 2024. For årene etter 2025 hvor ICE ikke noterer forwardpriser anvendes IPCCs togradersbane fra 2015 som blant annet er referert til av Grønn Skattekommisjon (2015). Denne karbonprisbanen representerer et gjennomsnitt fra 33 ulike studier av karbonpriser som er forenlige med togradersmålet.

³¹ Montel News (2019). ICE EUA €/t. <https://www.montelnews.com/Exchanges/ICE/Co2.aspx?86>



Figur 22: Sammenheng mellom kalkulasjonspris for Hywind Tampen og utvikling i CO₂-avgift, EU-kvotepriser og karbonprisbane for togradersmålet

Den lave karbonprisbanen tar også utgangspunkt i at kvoteprisen følger forwardprisene i EU ETS til 2025, for så å gradvis konvergere mot 900 kroner/tonn CO₂ i 2040. Her antar vi at det etter hvert blir en mer ambisiøs oppfølging av Paris-avtalen både på europeisk og globalt nivå. Fra 2030 omfattes alle utslipp i Europa av et felles kvotemarked, noe som gir en høyere marginal tiltakskostnad og dermed høyere kvotepriser enn i dag. Samtidig antar vi at norske myndigheter anser nivået på kvotepris og CO₂-avgift i 2025 som et rimelig nivå og gradvis reduserer CO₂-avgiften i takt med at kvoteprisen stiger. I praksis betyr dette at summen av kvoteprisen og CO₂-avgiften ligger flatt fra 2025 til 2034 før CO₂-avgiften fases helt ut som følge av at kvoteprisen stiger over 700 NOK₂₀₁₈.

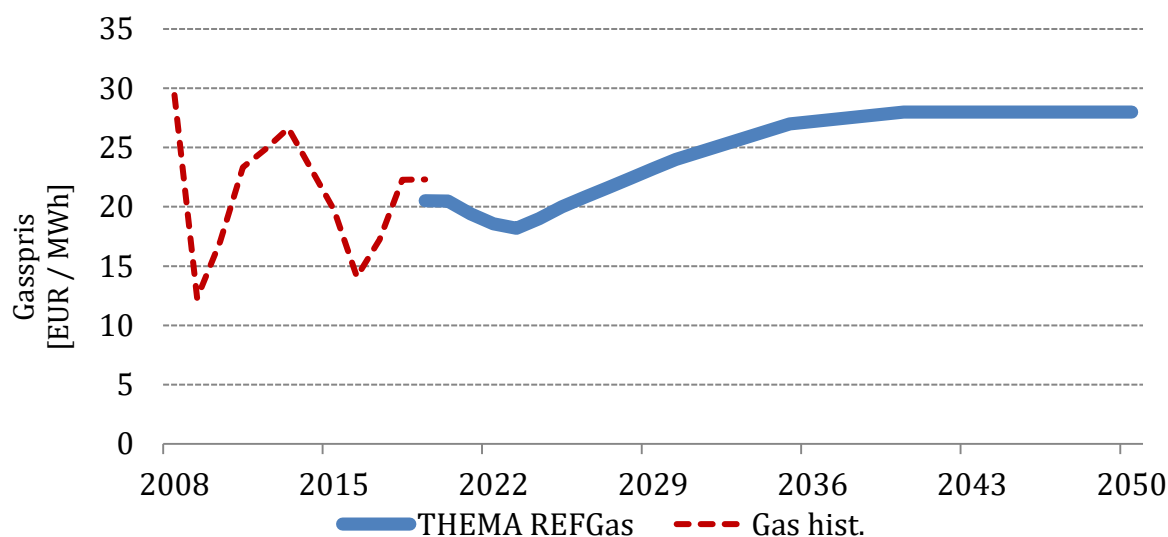


Figur 23: Karbonpriser i sensitivetsanalyse med lav karbonprisbane

5.3.4 Verdien av gassbesparelser

Når Snorre og Gullfaks knytter seg opp til Hywind Tampen, vil en del av energibehovet på plattformene som før ble dekket med gass kunne forsynes med kraft fra vindturbinene. For Gullfaks betyr det muligheter for økt eksport av gass som transporteres til markedene på Kontinentet eller Storbritannia gjennom transportsystemet på sokkelen. For Snorre, som injiserer gass, vil feltet enten kunne øke gassinjeksjonen noe eller eventuelt eksportere gassen. Vi legger til grunn at verdien av den frigjorte gassen på Snorre-feltet har den samme alternativverdien som den frigjorte gassen på Gullfaks, dvs. at gassen blir eksportert dersom eksportverdien overstiger verdien av gassen som injeksjonsgass, alternativt at feltet reduserer eventuelle kjøp av gass fra omliggende felt.

Figur 24 viser historiske gasspriser og THEMAs gassprisprognose for gass levert på Kontinentet. Gassprisprognosen er beregnet som et gjennomsnitt av de langsiktige gassprisprognosene til Verdensbanken³² og IEA³³ fra 2018. For å komme fram en pris levert på feltet trekker vi deretter fra en transportkostnad på 0,1 NOK/SM3.



Figur 24: Historisk gasspris og forventet gassprisutvikling

5.3.5 Diskonteringsrente

Bruk av kalkulasjonsrenter i nåverdiberegninger medfører at fremtidige nytte og kostnader gis en lavere verdi i analysen enn nytten og kostnadene i dag. For beslutninger med langt tidsperspektiv som Hywind Tampen vil valg av diskonteringsrente ha relativt stor betydning.

I nåverdiberegningene brukes diskonteringsrenter på henholdsvis fire prosent og syv prosent.

Valg av kalkulasjonsrente avhenger av ulike forhold som risiko, næring og hvorvidt tiltaket er i konkurranse med andre aktører. Finansdepartementets rundskriv R-109/14 gir følgende anbefalinger:

- For statlig forretningsdrift i direkte konkurranse med private aktører skal en kalkulasjonsrente tilsvarende den som private bedrifter står ovenfor benyttes.
- For øvrige statlige tiltak skal den risikjusterte kalkulasjonsrenten som angitt i tabellen under benyttes.

³² World Bank (2018). World Bank Commodities Price Forecast (nominal US dollars). <http://pubdocs.worldbank.org/en/823461540394173663/CMO-October-2018-Forecasts.pdf>

³³ IEA (2018). World Energy Outlook. <https://www.iea.org/weo2018/>

	0-40 år	40-75 år	Etter 75 år
Risikojustert rente	4,0 %	3,0 %	2,0 %

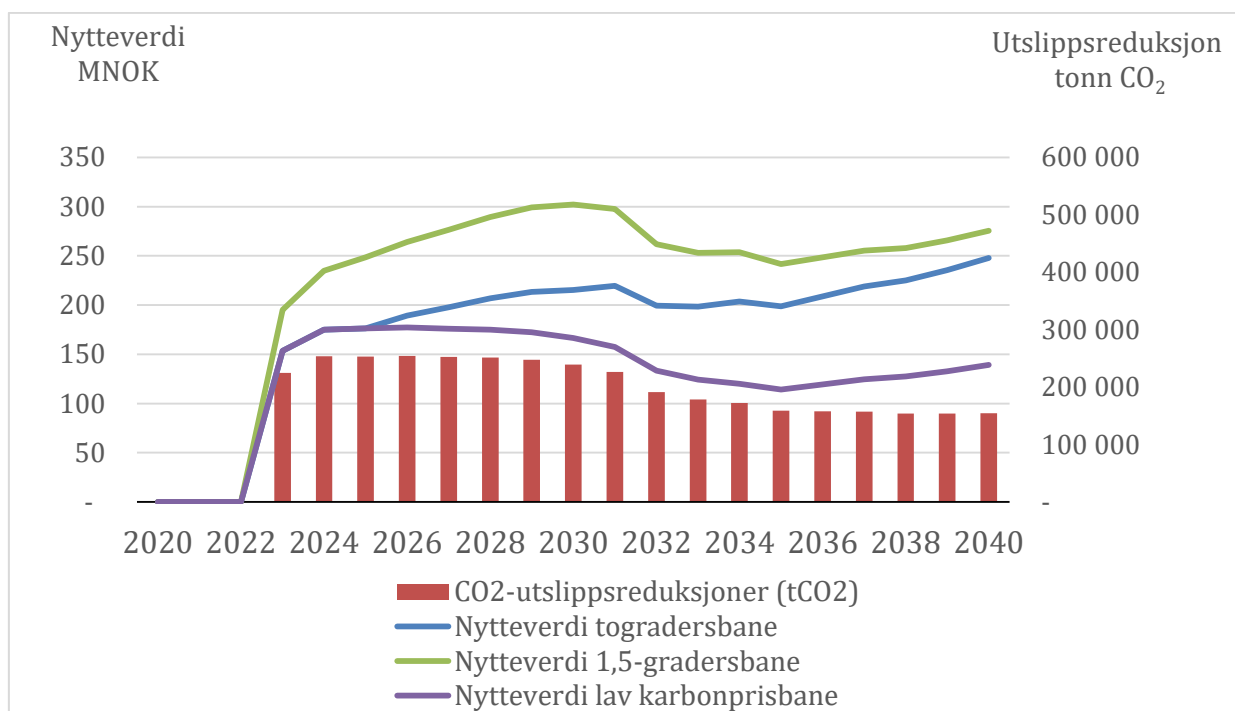
Tabell 13: Risikojustert kalkulasjonsrente

Siden flytende havvind fremdeles er en umoden teknologi som er avhengig av subsidier kan man argumentere for at Hywind Tampen ikke er i direkte konkurranse med private aktører. Således er det naturlig å legge en diskonteringsrente på fire prosent til grunn. Til sammenligning vurderes petroleumsinvesteringer etter en realrente på syv prosent mens infrastrukturinvesteringer i kraftmarkedet normalt settes til en realrente på fem til 5,5 prosent. Det virker imidlertid unaturlig å anvende et avkastningskrav tiltenkt petroleumsprosjekter ettersom formålet med Hywind Tampen er å redusere klimagassutslipp og bidra til innovasjon for en umoden teknologi. En diskonteringsrente på fire prosent samsvarer med den samfunnsøkonomiske kalkulasjonsrenten Miljødirektoratet normalt legger til grunn for klimatiltak. I tillegg gjennomfører vi en sensitivitetsanalyse hvor vi legger til grunn en diskonteringsrente på syv prosent.

5.3.6 Resultater

Figur 25 viser de årlige utslippsreduksjonene fra Hywind Tampen i tCO₂ (røde kolonner) og den samfunnsøkonomiske verdien av utslippsreduksjonene per år med ulike karbonprisbaner gitt en levetid til 2040. Hywind Tampen gir i snitt utslippsreduksjoner på over 200.000 tonn CO₂ per år. Dette tilsvarer utslippene fra 100.000 personbiler. De årlige utslippsreduksjonene er høyest i første halvdel av prosjektets levetid og faller noe når Gullfaks slutter å produsere. Gitt at prosjektet har en levetid på 18 år, vil de totale utslippsreduksjonene fra Hywind Tampen tilsvare 3,7 millioner tonn CO₂.

Med en lav karbonprisbane samsvarer utvikling i utslippsreduksjoner i volum med utviklingen i nytteverdi. Motsatt er nytteverdien av CO₂-utslippsreduksjonene høyest i slutten av perioden hvis man legger togradersbanen til grunn. Det skyldes at kalkulasjonsprisen som representerer de marginale tiltakskostnadene for å nå togradersmålet stiger over tid.



Figur 25: Utvikling i årlige utslippsreduksjoner i volum (tCO₂) og estimert nytteverdi (MNOK) ved ulike karbonprisbaner

Nytteverdien av CO₂-utslippsreduksjonene for hele prosjektets levetid verdsettes til mellom 1,3 milliarder kroner og 2,9 milliarder kroner avhengig av diskonteringsrente og karbonprisbane i nåverdiberegningen. Med en karbonprisbane i tråd med togradersmålet er nytteverdien 1,7 milliarder gitt en diskonteringsrente på syv prosent og 2,3 milliarder med en diskonteringsrente på syv prosent. For øvrig er nytteverdien av gassbesparelsene også betydelige.

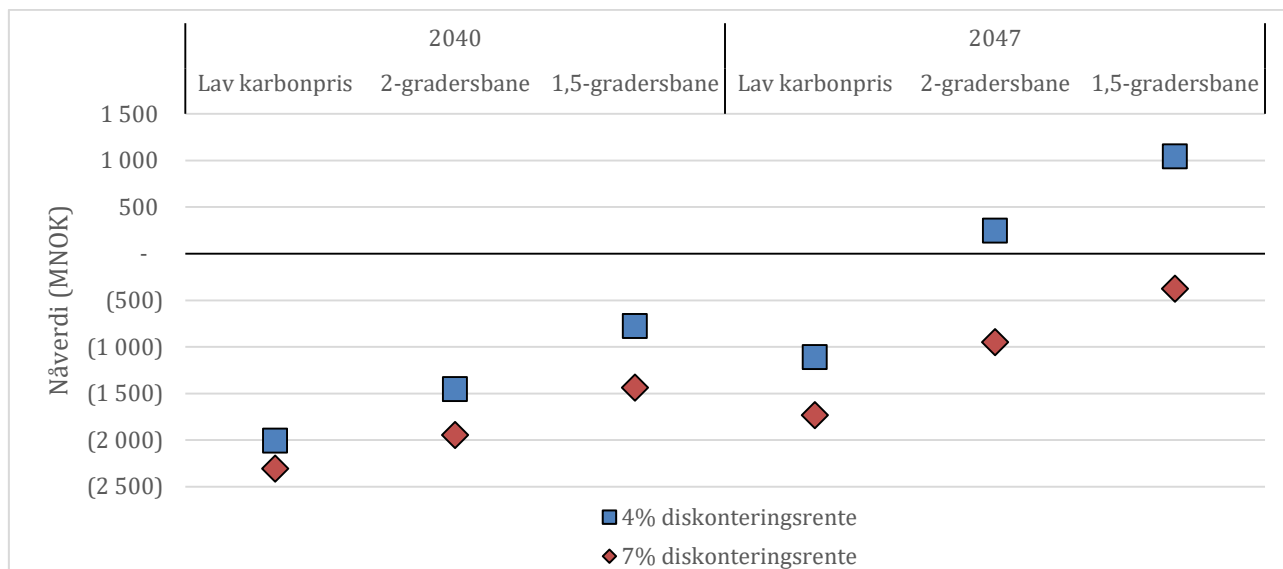
Investeringskostnadene utgjør den største kostnadskomponenten, etterfulgt av drift- og vedlikeholdskostnadene. Fjerningskostnadene utgjør en relativt liten andel av kostnadsbildet.

Nåverdi

Nåverdien av de prissatte virkningene av Hywind Tampen er estimert til å ligge i sjiktet mellom minus 2,3 milliarder kroner og pluss 1 milliard kroner. Figur 26 oppsummerer nåverdiberegningene gitt ulike forutsetninger for levetid, diskonteringsrente og karbonprisbane.

Levetiden er av stor betydning for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til Hywind Tampen. Dersom levetiden til prosjekt kun løper til 2040 veier ikke nytteverdien av reduserte CO₂-utslipp, NO_x-utslipp og gassforbruk alene opp for kostnadene knyttet til investering, drift og vedlikehold og fjerning av Hywind Tampen. Dette gjelder uavhengig av diskonteringsrente og karbonprisbane. Med en levetid til 2047 og en diskonteringsrente på fire prosent har Hywind Tampen derimot en positiv nåverdi på 250 millioner gitt en togradersbane og en positiv nåverdi på en milliard gitt en karbonprisbane forenlig med 1,5-gradersmålet.

Analysen viser at levetiden for Snorre og Gullfaks gir stort utslag på nåverdien. Tiltak som forlenger levetiden til Snorre og Gullfaks slik at vindturbinene kan produsere i 25 år kan gi en positiv nåverdi basert på de prissatte effektene alene.



Figur 26: Nåverdi av Hywind Tampen med ulike forutsetninger for levetid, diskonteringsrente og karbonprisbane

For kostnadssiden til prosjektet vil endringer i investeringskostnadene gi betydelig større utslag på nåverdien enn endringer i drifts- og vedlikeholdskostnadene. Dersom Hywind Tampen oppnår kostnadsreduksjoner på 30 % for investeringskostnadene, vil nåverdien av prosjektet være tilnærmet lik null.

I vurderingen av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til Hywind Tampen må man i tillegg ta høyde for de ikke-prissatte virkningene gjennom en kvalitativ vurdering. Dette er spesielt relevant siden flytende havvind per i dag er en umoden teknologi hvor nye prosjekter kan ha stor betydning for produktivitetsutvikling og næringsutvikling gjennom kunnskapsspredning.

5.4 Kvalitativ vurdering av prosjektets nytteeffekter gjennom læreeffekter, teknologiutvikling og kunnskapsspredning

Vi har i kapittel 2 drøftet prosjektets bidrag til utvikling av flytende offshore vindkraftteknologi. Som pekt på representerer prosjektet en betydelig oppskalering i forhold til tidligere flytende offshore vindprosjekter og med utgangspunkt i anslag for læreeffekter og prosjektets innovasjonspotensial har vi anslått at prosjektet, isolert sett, vil gi en læreeffekt på vel 20 prosent, dvs. bidra med et ytterligere kostnadsfall på vel 20 prosent. Slik sett fremmer prosjektet utviklingen av flytende offshore vind på veien til å bli en kommersiell teknologi som kommer hele markedet til gode.

Den sentrale samfunnsøkonomiske ikke prissatte nytteeffekten er knyttet til at kunnskap om teknologiutviklingen i prosjektet spres også til andre aktører enn prosjektutvikler selv, slik at markedet for offshore teknologi utvikles og gir forutsetninger for ny industri. Det gir i neste omgang grunnlag for å utnytte norske ressurser og skape ny næringsaktivitet.

Equinor har utviklet Hywind-teknologien og har fått beskyttelse gjennom en portefølje av ti godkjente patenter. Equinor vil imidlertid inngå lisensavtaler som gir prosjektet adgang til å benytte seg av de patentbelagte delteknologiene. Equinor fremhever at de vil samarbeide om å utvikle teknologien med leverandørbedrifter og andre technologieiere. Gjennom dette samarbeidet forventes prosjektet å føre til kunnskapsspredning både nasjonalt og internasjonalt. Det er denne spredningseffekten som i særlig grad gjør at norske leverandørbedrifter styrker sine muligheter til å konkurrere om oppdrag til fremtidige offshore vind prosjekter, blant annet på bakgrunn av de referansene deltagelse i prosjektet gir.

Med utgangspunkt i analysene av markedspotensialet for flytende offshore vind er det grunn til å forvente en betydelig vekst. I dette bildet spiller Hywind Tampen prosjektet, som det til nå største prosjektet innen dette teknologiområdet, en viktig rolle. En illustrasjon av potensialet er gitt i scenarioanalysen i kapittel 4.

6 Oppsummering

Hywind Tampen på 88 MW ligger an til å bli verdens største flytende havvindpark hvis den settes i drift i 2022. Det vil i så fall tredoble kapasiteten sammenlignet med Hywind Scotland på 30 MW. Utbygger Equinor anser at prosjektet representerer et viktig skritt på veien mot industrielle fullskalaprojekter. I tillegg kan olje- og gassplattformene Snorre og Gullfaks bli de første i verden som forsynes med kraft fra flytende havvindturbiner.

Vi har i denne rapporten analysert prosjektets samfunnsøkonomiske lønnsomhet og hvilke ringvirkninger prosjektet kan ha for norsk leverandørindustri i form av sysselsetting og verdiskaping. Vi har i tillegg vurdert det fremtidige potensialet for økt verdiskaping og sysselsetting med utgangspunkt ulike scenarioer for investeringer i flytende offshore vind i henholdsvis Norge og Europa for øvrig.

Ringvirkninger av Hywind Tampen

Med utgangspunkt i forventede investerings- og driftskostnader har vi anslått at prosjektet vil bidra til i størrelsesorden 1500 til 2700 årsverk i norsk næringsliv gjennom prosjektperioden. De fleste årsverkene kommer i forbindelse med investeringene. Prosjektet gir videre en verdiskaping i form av leverandørindustriens bidrag til BNP på mellom 1,7 og 3,1 milliarder kroner.

Hywind Tampen gir i snitt utslippsreduksjoner på over 200.000 tonn CO₂ per år. Gitt at prosjektet har en levetid på 18 år vil de totale utslippsreduksjonene fra Hywind Tampen tilsvare 3,7 millioner tonn CO₂. Det tilsvarer de årlige CO₂-utslippene fra 100 000 biler.

Det norske og globale markedet for flytende havvind

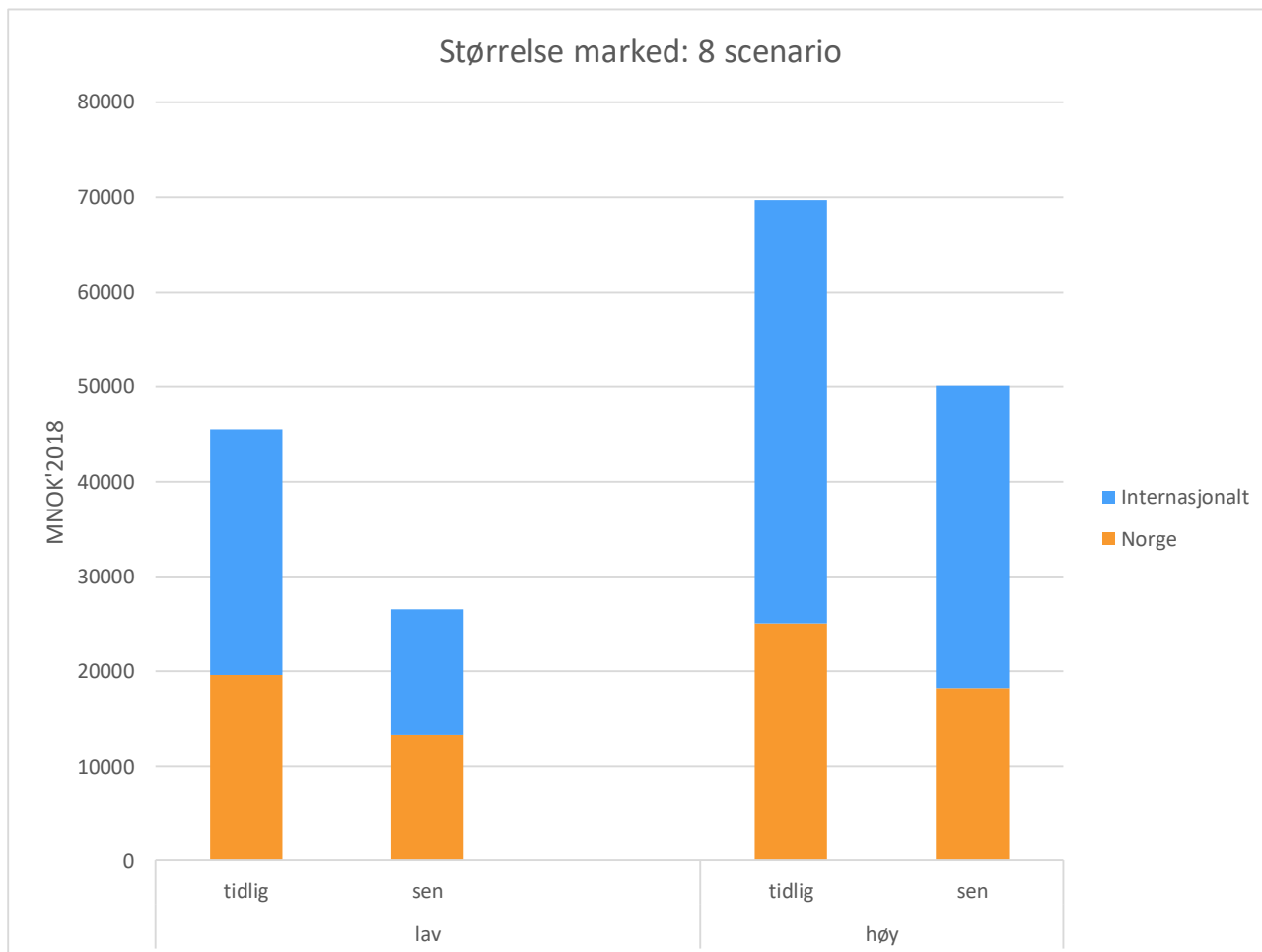
Markedet for flytende havvind kan nå 12 GW innen 2030, inkludert 1 GW installert i norske farvann. Legger man til grunn en utbyggingstakt lik den observert for bunnfaste havvindturbiner, kan man både i Norge og globalt anta et årlig marked på ca. 200 MW og 2.3 GW på slutten av perioden.

Det er betydelig usikkerhet omkring kostnadene for utbygging av flytende havvind, mye fordi denne teknologien fremdeles er å betrakte som «umoden». Legger man eksterne rapporter til grunn kan CAPEX- og OPEX-kostnader anslås til over NOK 60 millioner/MW og ca. NOK 900 000/MW, respektivt. Økt modenhet, skalaeffekter og fortsatt forskning og utvikling vil medføre betydelige kostnadsreduksjoner i årene som kommer. Basert på eksterne rapporten kan legges til grunn en kostnadsreduksjon for CAPEX på mer enn 50% til NOK 26 millioner/MW. For kostnader knyttet til drift og vedlikehold forventes en mer beskjeden reduksjon. I denne rapporten legges til grunn en reduksjon på ca. 25% slik at OPEX-kostnaden krysser NOK 700 000/MW i 2030.

Gitt disse antakelsene om utbyggingstakt og kostnadsreduksjon representerer markedet for flytende havvind investeringer på mer enn 401 milliarder og 36 milliarder kroner utenfor Norge og i Norge, respektivt.

Norsk omsetning i det norske og globale markedet for flytende havvind

Figur 27 viser omsetningen norske bedrifter får under høy-lav og tidlig-sen scenarioene for det norske og det internasjonale markedet. Det internasjonale markedet skiller seg ut ved å være mer sensitiv enn det norske med tanke på en tidlig eller sen etablering av Hywind Tampen.



Figur 27 Omsetningen norske bedrifter får under høy-lav og tidlig-sen scenarioene for det norske og det internasjonale markedet.

Norsk næringslivs andel av markedet fram til 2030 anslås til 13 – 18 milliarder kroner ved en sen etablering av Hywind Tampen og 20 – 25 milliarder kroner dersom Hywind Tampen realiseres i 2022 som planlagt. Tilsvarende vil norske aktørers andel av det internasjonale markedet kunne ligge mellom 13 – 32 milliarder kroner ved en sen etablering og 26 – 45 milliarder kroner ved en tidlig etablering.

Norske ringvirkninger av det norske og globale markedet for flytende havvind

Avhengig av hvor store markedsandeler norske bedrifter tar, vil en vekst i flytende havvind opptil 1 GW i Norge kunne gi sysselsetting på mellom 8 000 og 15 000 årsverk og verdiskaping på 9,4 – 17,6 milliarder kroner i Norge fram til 2030. Et globalt marked på 12 GW mot 2030 kan tilsvarende gi 8 – 28 000 årsverk og verdiskaping på 9-31 milliarder kroner.

Selv om analysen viser et stort utfallsrom, ser den ut til ringvirkningene påvirkes en hel del av en tidlig eller sen etablering av Hywind Tampen. Det internasjonale markedet anses altså å ha et større utfallsrom og ringvirknings- og sysselsettingseffektene er derfor mer påvirket av en tidlig eller sen etablering av Hywind Tampen. Årsakene til dette er sammensatt, men det anses som en fordel å

være tidlig ute med å skaffe seg erfaring og kompetanse og etablere ny teknologi innen et nytt og voksende marked. Erfaringer fra andre land viser at mulighetene økes for lokalt næringsliv ved å ha tilgang til et hjemmemarked i en slik tidlig fase.

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av Hywind Tampen

I den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsanalysen har vi skilt mellom prissatte virkninger og ikke-prissatte virkninger. De prissatte virkninger omfatter prosjektets nyttevirkninger i form av frigjort gass og reduserte utslipp av henholdsvis NO_x og CO₂ og prosjektets investeringskostnader, driftskostnader og fjerningskostnader. Den viktigste verdidriveren er den framtidige utslippskostnaden for CO₂. Den største kostnadsdriveren er investeringskostnadene. Vi måler lønnsomheten i form av neddiskonterte verdier (nåverdier) med et reelt avkastningskrav på henholdsvis fire prosent og syv prosent.

Nåverdien av de prissatte virkningene av Hywind Tampen er estimert til å ligge i sjiktet mellom minus 2,3 milliarder kroner og pluss 1 milliard kroner. Levetiden er av stor betydning for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til Hywind Tampen. Dersom levetiden til prosjekt kun løper til 2040, veier ikke nytteverdien av reduserte CO₂-utslipp, NO_x-utslipp og gassforbruk alene opp for kostnadene knyttet til investering, drift og vedlikehold og fjerning av Hywind Tampen. Dette gjelder uavhengig av diskonteringsrente og karbonprisbane. Med en levetid til 2047 og en diskonteringsrente på fire prosent har Hywind Tampen derimot en positiv nåverdi på 250 millioner kroner gitt en togradersbane og en positiv nåverdi på 1 milliard kroner gitt en karbonprisbane forenlig med 1,5-gradersmålet.

Analysen viser at levetiden for Snorre og Gullfaks gir stort utslag på nåverdien. Tiltak som forlenger levetiden til Snorre og Gullfaks slik at vindturbinene kan produsere i 25 år gir en positiv nåverdi basert på de prissatte effektene alene.

Videre har verdsettingen av CO₂-utslippsreduksjonene stor betydning for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Med en lav karbonprisbane ligger nåverdien i sjiktet mellom minus 2,3 milliarder og minus 1,1 milliarder avhengig av levetid og diskonteringsrate. Legger man derimot til grunn IPCCs laveste estimat for en karbonprisbane forenlig med 1,5-gradersmålet har prosjektet en nåverdi på mellom minus 1,5 milliarder og pluss en milliard.

Hvorvidt Hywind Tampen er samfunnsøkonomisk lønnsomt avhenger i stor grad av levetiden og karbonprisbanen man legger til grunn. Utover de prissatte virkningene må man også ta høyde for de ikke-prissatte virkningene av prosjektet.

Den sentrale samfunnsøkonomiske ikke prissatte nytteeffekten er knyttet til at kunnskap om teknologiutviklingen i prosjektet spres også til andre aktører enn prosjektutvikler selv, slik at markedet for offshore teknologi utvikles og gir forutsetninger for ny industri. Det gir i neste omgang grunnlag for å utnytte norske ressurser og skape ny næringsaktivitet.

Vi kan oppsummere med at Hywind Tampen forventes å gi innovasjon og læreeffekter som i neste omgang vil være med på å gjøre flytende offshore vind til en kommersiell teknologi, samt bedre norske leverandørbedrifters konkurransemessige posisjon i et kommende marked for leveranser til norske og internasjonale flytende havvindprosjekter. Dette forholdet bør etter vår vurdering tillegges betydelig vekt i den endelige vurderingen av Hywind- prosjektet hos berørte parter.

7 Vedlegg

7.1 Kostnadssegmenter fordelt på NACE-koder

Næringskodene som er benyttet i SSB sine kryssløpstabeller tilsvarer de to mest aggregerte nivåene i standard for næringsklassifisering kalt SIC2007. Standarden operer med fem ulike nivåer:

- Seksjon, eks. C - Industri
- Divisjon, eks. 30 – Produksjon av andre transportmidler
- Gruppe, eks. 30.1 – Bygging av skip og båter
- Klasse, eks. 30.11 – Bygging av skip og flytende materiell
- Underklasse, eks. 30.116 – Innrednings- og installasjonsarbeid utført på oljeplattformer og moduler

THEMA, Future Technology og Multiconsult har fordelt kostnadssegmentene for de ulike vindkraftprosjektene på de aktuelle næringskategoriene. I dette arbeidet har vi forsøkt å identifisere de aktuelle næringskategoriene på et lavere nivå, og deretter innpasset den på det høyere nivået som er oppgitt av SSB i kryssløpstabellene. Dvs. at hvis vi antar at 40 % av kostnadene for kostnadskategorien «Vindturbiner & Fundament installasjon» for Hywind Tampen tilhører underklasse «30.116 – Innrednings- og installasjonsarbeid utført på oljeplattformer og moduler», så registrerer vi 40 % på divisjonen «30 – Produksjon av andre transportmidler». Resultatene kan sees i Figur 28 under.

Figur 28: Antatt fordeling av kostnadssegmenter på næringskategorier i SSBs kryssløpstabeller.

10209499-TFP-REA-RAP-001

7.2 Sensiviteter – 8 scenario

Sensitivitetstabell 8 scenarioer					
Modifikasjonsarbeid Snorre/Gullfaks	Tabell: Sensitivitetsanalyse, nasjonal andel		Tabell: Sensitivitetsanalyse, global andel		
	Høy/Lav	Tidlig/Sen	Høy/Lav	Tidlig/Sen	
Vindturbiner - supply	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Fundamenter - supply	Ikke påvirket	Ikke påvirket	Ikke påvirket	Ikke påvirket	
Vindturbiner & Fundament installasjon	Potensielt stort utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	
Forankringsløsning - supply & installasjon	Lite utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	
Arraykabler - supply & installasjon	Potensielt stort utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	
Annet (Havn & Logistikk, Marine Support)	Potensielt stort utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	
Prosjektutvikling og prosjektleidelse	Lite utfallsrom	Ikke påvirket	Lite utfallsrom	Ikke påvirket	
Finansielle tjenester montering (Forsikring, Finansiering)	Lite utfallsrom	Lite utfallsrom	Lite utfallsrom	Lite utfallsrom	
Offshore substasjon plattform - supply & installasjon (Topside inkl. Elektro)	Potensielt stort utfallsrom	Ikke påvirket	Ikke påvirket	Ikke påvirket	
Offshore substasjon plattform - supply & installasjon (Understell)	Potensielt stort utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	
Eksportkabler - supply (Subsea kabler)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Eksportkabler - supply (landkabler)	Potensielt stort utfallsrom	Lite utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	Lite utfallsrom	
Eksportkabler - installasjon (Subsea kabler, inkl. llandføring)	Potensielt stort utfallsrom	Lite utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	Lite utfallsrom	
Eksportkabler - installasjon (landkabler)	Potensielt stort utfallsrom	Lite utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	Lite utfallsrom	
Nettilknytning (Nettstasjon, land)	Lite utfallsrom	Ikke påvirket	Lite utfallsrom	Ikke påvirket	
Nettilknytning (Anleggsbidrag, nettførsterkninger)	Potensielt stort utfallsrom	Ikke påvirket	Ikke påvirket	Ikke påvirket	
Drift og vedlikehold (Vindturbiner, Fundament, Elektriske Syst, Ankerfeste)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Administrasjon	Potensielt stort utfallsrom	Potensielt stort utfallsrom	Lite utfallsrom	Lite utfallsrom	
Snorre og Gullfaks (Utstyr for HT)	Lite utfallsrom	Lite utfallsrom	Lite utfallsrom	Ikke påvirket	
Finansielle tjenester drift (Forsikring, Finansiering)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

Tabell 14 Antakelser sensitivitet for norsk leverandørindustri andel per scenario, Norge og internasjonalt.

7.2.1 Verdier av sensitivitet

Vi har gjort følgende forutsetninger for utfallsrommet i de ulike sensitivitetsscenariene (høy/lav og tidlig/sen):

<u>Norge</u>				
	Høy	Lav		
Ikke påvirket	0 %	0 %	prosentpoeng	
Lite utfallsrom	5 %	-5 %	prosentpoeng	
Potensielt stort utfallsrom	10 %	-10 %	prosentpoeng	
	Tidlig	Sen		
Ikke påvirket	0 %	0 %	prosentpoeng	
Lite utfallsrom	7,5%	-7,5%	prosentpoeng	
Potensielt stort utfallsrom	15 %	-15 %	prosentpoeng	

Tabell 15 Justeringer av for utfallsrommet i norske scenarier

<u>Internasjonalt u/ Norge</u>				
	Multipel			
Multipel - høy lav	4			
Multipel - tidlig sein	2			
Inernasjonalt marked som andel av norsk	11			
	Høy	Lav		
Ikke påvirket	0,00 %	0,00 %	prosentpoe	
Lite utfallsrom	1,82 %	-1,82 %	prosentpoe	
Potensielt stort utfallsrom	3,64 %	-3,64 %	prosentpoe	
	Tidlig	Sen		
Ikke påvirket	0,0%	0,0%	prosentpoe	
Lite utfallsrom	1,4%	-1,4%	prosentpoe	
Potensielt stort utfallsrom	2,7%	-2,7%	prosentpoe	

Tabell 16 Justeringer for utfallsrommet i internasjonale scenarier

7.3 Norsk andel – 8 scenario

% norsk andel per scenario (max 100% , min 0%)								
Segmenter	Norsk næringslivs andel (Norge)				Norsk næringslivs andel (internasjonalt)			
	Høy-tidlig	Høy-sen	Lav-tidlig	Lav-sen	Høy-tidlig	Høy-sen	Lav-tidlig	Lav-sen
Modifikasjonsarbeid Snorre/Gullfaks	#I/T	#I/T	#I/T	#I/T	#I/T	#I/T	#I/T	#I/T
Vindturbiner - supply	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Fundamenter - supply	95,0%	65,0%	75,0%	45,0%	16,4%	10,9%	9,1%	3,6%
Vindturbiner & Fundament installasjon	90,0%	60,0%	80,0%	50,0%	16,4%	10,9%	9,1%	3,6%
Forankringsløsning - supply & installasjon	35,0%	5,0%	15,0%	0,0%	16,4%	10,9%	9,1%	3,6%
Arraykabler - supply & installasjon	55,0%	25,0%	35,0%	5,0%	16,4%	10,9%	9,1%	3,6%
Annet (Havn & Logistikk, Marine Support)	95,0%	95,0%	85,0%	85,0%	1,8%	1,8%	0,0%	0,0%
Prosjektutvikling og prosjektledelse	82,5%	67,5%	72,5%	57,5%	13,2%	10,5%	9,5%	6,8%
Finansielle tjenester montering (Forsikring, Finansiering)	40,0%	40,0%	20,0%	20,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Offshore substasjon plattform - supply & installasjon (Topside inkl. Elektro)	55,0%	25,0%	35,0%	5,0%	16,4%	10,9%	9,1%	3,6%
Eksportkabler - supply (Subsea kabler)	67,5%	52,5%	47,5%	32,5%	35,0%	32,3%	27,7%	25,0%
Eksportkabler - supply (landkabler)	47,5%	32,5%	27,5%	12,5%	15,0%	12,3%	7,7%	5,0%
Eksportkabler - installasjon (Subsea kabler, inkl. Ilandføring)	67,5%	52,5%	47,5%	32,5%	15,0%	12,3%	7,7%	5,0%
Eksportkabler - installasjon (landkabler)	95,0%	95,0%	85,0%	85,0%	1,8%	1,8%	0,0%	0,0%
Nettilknytning (Nettstasjon, land)	40,0%	40,0%	20,0%	20,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Drift og vedlikehold (Vindturbiner, Fundament, Elektriske Syst, Ankerfeste)	95,0%	65,0%	75,0%	45,0%	13,2%	10,5%	9,5%	6,8%
Administrasjon	62,5%	47,5%	52,5%	37,5%	11,8%	11,8%	8,2%	8,2%
Snorre og Gullfaks (Utstyr for HT)	#I/T	#I/T	#I/T	#I/T	#I/T	#I/T	#I/T	#I/T
Finansielle tjenester drift (Forsikring, Finansiering)	40,0%	40,0%	20,0%	20,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Tabell 17 Oversikt norsk næringslivs andel av det flytende havvindmarkedet (Norge og internasjonalt) – alle scenarier.

7.3.1 Min-Max tabell - Norge

Segmenter	Min-Max tabell - nasjonal				
	Min Norge	Max Norge	Max HyT	Min HyT	Spread
Modifikasjonsarbeid Snorre/Gullfaks	#I/T	#I/T	100 %	100 %	#I/T
Vindturbiner - supply	0,0%	0,0%	0 %	0 %	0,0%
Fundamenter - supply	45,0%	95,0%	70 %	100 %	50,0%
Vindturbiner & Fundament installasjon	50,0%	90,0%	40 %	90 %	40,0%
Forankringsløsning - supply & installasjon	0,0%	35,0%	0 %	30 %	35,0%
Arraykabler - supply & installasjon	5,0%	55,0%	0 %	100 %	50,0%
Annet (Havn & Logistikk, Marine Support)	85,0%	95,0%	49 %	91 %	10,0%
Prosjektutvikling og prosjektledelse	57,5%	82,5%	90 %	100 %	25,0%
Finansielle tjenester montering (Forsikring, Finansiering)	20,0%	40,0%	90 %	100 %	20,0%
Offshore substasjon plattform - supply & installasjon (Topside inkl. Elektro)	5,0%	55,0%	n/a	n/a	50,0%
Eksportkabler - supply (Subsea kabler)	32,5%	67,5%	n/a	n/a	35,0%
Eksportkabler - supply (landkabler)	12,5%	47,5%	n/a	n/a	35,0%
Eksportkabler - installasjon (Subsea kabler, inkl. Ilandføring)	32,5%	67,5%	n/a	n/a	35,0%
Eksportkabler - installasjon (landkabler)	85,0%	95,0%	n/a	n/a	10,0%
Nettilknytning (Nettstasjon, land)	20,0%	40,0%	n/a	n/a	20,0%
Drift og vedlikehold (Vindturbiner, Fundament, Elektriske Syst, Ankerfeste)	45,0%	95,0%	11 %	96 %	50,0%
Administrasjon	37,5%	62,5%	70 %	100 %	25,0%
Snorre og Gullfaks (Utstyr for HT)	#I/T	#I/T	100 %	100 %	#I/T
Finansielle tjenester drift (Forsikring, Finansiering)	20,0%	40,0%	0 %	100 %	20,0%

Tabell 18 Minimum og maksimum verdier for norsk næringslivs andeler i det norske flytende havvindmarkedet (Hywind Tampen og øvrige norske prosjekter)

7.3.2 Min-Max tabell - Internasjonalt

Segmenter	Min-Max tabell - internasjonal			
	Min Internasjonal lt	Max Internasjonal lt	Base Case Internasjonal lt	Spread
Modifikasjonsarbeid Snorre/Gullfaks	#I/T	#I/T	0,0%	#I/T
Vindturbiner - supply	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Fundamenter - supply	3,6%	16,4%	10,0%	12,7%
Vindturbiner & Fundament installasjon	3,6%	16,4%	10,0%	12,7%
Forankringsløsning - supply & installasjon	3,6%	16,4%	10,0%	12,7%
Arraykabler - supply & installasjon	3,6%	16,4%	10,0%	12,7%
Annet (Havn & Logistikk, Marine Support)	0,0%	1,8%	0,0%	1,8%
Prosjektutvikling og prosjektledelse	6,8%	13,2%	10,0%	6,4%
Finansielle tjenester montering (Forsikring, Finansiering)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Offshore substasjon plattform - supply & installasjon (Topside inkl. Elektro)	3,6%	16,4%	10,0%	12,7%
Eksportkabler - supply (Subsea kabler)	25,0%	35,0%	30,0%	10,0%
Eksportkabler - supply (landkabler)	5,0%	15,0%	10,0%	10,0%
Eksportkabler - installasjon (Subsea kabler, inkl. llandføring)	5,0%	15,0%	10,0%	10,0%
Eksportkabler - installasjon (landkabler)	0,0%	1,8%	0,0%	1,8%
Nettilknytning (Nettstasjon, land)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Drift og vedlikehold (Vindturbiner, Fundament, Elektriske Syst, Ankerfeste)	6,8%	13,2%	10,0%	6,4%
Administrasjon	8,2%	11,8%	10,0%	3,6%
Snorre og Gullfaks (Utstyr for HT)	#I/T	#I/T	0,0%	#I/T
Finansielle tjenester drift (Forsikring, Finansiering)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Tabell 19 Minimum og maksimum verdier for norsk næringslivs andeler i det internasjonale flytende havvindmarkedet.

7.4 Forutsetninger fordeling av capex og opex per segment

Segmenter - Capex	% nedbr.
Modifikasjonsarbeid Snorre/Gullfaks	
Vindturbiner - supply	24 %
Fundamenter - supply	24 %
Vindturbiner & Fundament installasjon	5 %
Forankringsløsning - supply & installasjon	7 %
Arraykabler - supply & installasjon	8 %
Annet (Havn & Logistikk, Marine Support)	14 %
Prosjektutvikling og prosjektledelse	8 %
Finansielle tjenester montering (Forsikring, Finansiering)	2 %
Sum	
Segmenter - Capex	% nedbr.
Offshore substasjon plattform - supply & installasjon (Topside inkl. Elektro)	5 %
Offshore substasjon plattform - supply & installasjon (Understell)	
Eksportkabler - supply (Subsea kabler)	1 %
Eksportkabler - supply (landkabler)	0 %
Eksportkabler - installasjon (Subsea kabler, inkl. llandføring)	2 %
Eksportkabler - installasjon (landkabler)	0 %
Nettilknytning (Nettstasjon, land)	1 %
Nettilknytning (Annleggsbidrag, nettførsterkninger)	
Sum	100,0%

Tabell 20 Nedbrytning av Capex for alle scenarier i alle år

Figur 29 Norsk omsetning i det norske og internasjonale flytende havvindmarkedet i perioden 2019 – 2030.