



# Prosjektlønnsomhetsanalyse for utbygging av Sørilige Nordsjø II

*En studie av livssyklus kostnader (LCC) og de strategiske valgene for Norseman Wind AS.*

**Julie Masdal & Hanna Melsnes Nordli**

**Veileder: Daniel Johanson**

Masterutredning i økonomisk styring

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen eller sensorer inntår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.

## Sammendrag

Massiv elektrifisering er sentralt for å nå nullutslipp, og parallelt med økt strømforbruket vil det foregå en utfasing av fossil gass og kull i Europa. I sum skaper dette et enormt behov for ny utslippsfri kraftproduksjon. Det er bred enighet om at storskala utbygging av havvindkraft både er nødvendig og gunstig for å møte etterspørselen. Formålet med denne studien er å gi en innføring til havvind i Norge, hvilket innebærer en utredning av teknologiske og strategiske valg. Nærmere bestemt vurderes prosjektlønnsomheten for Norseman Wind AS ved utbygging, drift og avvikling av en havvindpark på Sørlige Nordsjø II.

Til å begynne benyttes rammeverkene «PESTEL» og «Porters fem konkurransekrefter» for å analysere de eksterne faktorene for markedet. Et av de viktigste funnene innebærer at havvindaktører i Norge har begrensede valgmuligheter, ettersom at bransjen er regulert av myndighetene. Myndighetene har fastsatt metode for nettilknytning, modell og kriterier for arealtildeling, og vil også avgjøre hvorvidt det skal tilbys subsidier eller ikke. Produksjonen fra Sørlige Nordsjø II vil kobles til NO2, som historisk og fremover forventes å ha høyere strømpriser enn snittet i Norge. Dagens situasjon med rekordhøye strømpriser forventes imidlertid ikke å vedvare, men falle de neste tiårene når den pågående konflikten med Russland er forbi og større volum av fornybar energi er fasett inn i strømmettet. Fallet vil likevel ikke forbigå det lave snittet som har vært de siste 20 årene. Miljømessige aspekter ved utbygging og drift av parken vil også være faktorer som utbygger må ta hensyn til. Trussel fra substitutter og forhandlingsforholdet med leverandører skaper en forventning om moderat rivalisering på feltet fremover. Den økte rivaliseringen kan imidlertid veies opp med verdiskaping i form av ytterligere kostnadsreduksjoner og økt etterspørsel etter fornybar energi.

Basert på strategiske og teknologiske valg er livvsyklus kostnader (LCC) og Levelized cost of Energy (LCOE) beregnet, og det er gjennomført sensitivitetsanalyser for å kartlegge følsomheten til de mest usikre parameterne. Norseman Wind fører en aktiv kontraktsstrategi både med leverandører og for leveranse av produsert kraft. Med hensyn til teknologi planlegges det installasjon av jacket-fundament og turbiner i en størrelsesorden på omtrent 16 MW. De viktigste funnene er at kapasitetsfaktor, diskonteringsrente og anleggsbidrag er mest utslagsgivende for lønnsomheten. Prosjektet vurderes lønnsomt til en diskonteringsrente på 6%, med en kapasitetsfaktor høyere enn 55% eller ved et anleggsbidrag på under 50%.

## Forord

Denne utredningen er skrevet som en avsluttende del av masterutredningen ved Norges Handelshøyskole (NHH), under hovedprofilen Økonomisk Styring. Utredningen har vært gjennomført høsten 2022 og utgjør 30 poeng av mastergraden.

Inspirasjonen for utredningen kommer først og fremst fra det store kraftbehovet som Norge og Europa står ovenfor. Utbygging av vindkraft både til havs og til lands har preget mediebildet mye de siste årene. Det er store usikkerhetsmomenter rundt lønnsomheten ved utbygging av en storskala havvindpark. Derfor ønsket vi å se på prosjektlønnsomheten fra konsortienes side for et av de aktuelle områdene som NVE har utlyst.

Vi vil benytte muligheten til å takke Norseman Wind AS og Norseas AS, hvor Atle Beisland og Morten Magnussen har vært spesielt hjelpelige med å gi oss god innsikt og forståelse for bransjen. Videre har vi vært i kontakt med representanter fra NVE og SINTEF som vi også ønsker å rette en takk til. Avslutningsvis vil vi takke vår veileder Daniel Johanson for hans bidrag gjennom semestret. Takk til dere, for deres bidrag til det endelige resultatet.

Bergen, desember 2022

---

Julie Masdal

---

Hanna Melsnes Nordli

## Ordliste

<b>Auksjonspris</b>	Pris som bestemmer tildeling av areal for utbygging og drift. Behøver ikke være eneste kriterier som vektlegges.
<b>Balance of plant</b>	Samlebetegnelse for fundament, kabler og omformerstasjoner.
<b>Brukstid</b>	Produsert energi over et år dividert på installert effekt.
<b>CAPEX</b>	«Capital Expenditures», kostnader og investeringer brukt til å anskaffe, oppgradere eller vedlikeholde en fysisk eiendel.
<b>CfD</b>	«Contract for Differences», kan anses som en fastprisavtale på strøm. Avtale om utveksling av differansebeløp.
<b>DECOM</b>	«Decommissioning Expenitures», kostnader knyttet til avvikling av en installasjon.
<b>Kapasitetsfaktor</b>	Forholdet mellom faktisk årlig energiproduksjon og nominell, teoretisk produksjon.
<b>Konsortium</b>	En sammenslutning, ofte midlertidig og med økonomisk formål og som ønsker å gjennomføre en bestemt forretningstransaksjon.
<b>LCC</b>	«Life Cycle Cost», livssyklus-kostnader er et styringsverktøy som innlemmer alle påløpte kostnader gjennom levetiden til et objekt.
<b>LCOE</b>	«Levelized Cost of Energy», langsiktig gjennomsnittlig kraftpris som vindkraftverket må ha for å være lønnsom ved et gitt avkastningskrav og gitte drift og vedlikeholdskostnader.
<b>OPEX</b>	«Operation Expenitures», kostnader og investeringer knyttet til drift og vedlikehold en fysisk eiendel.
<b>SNII</b>	Sørlige Nordsjø II
<b>TSO</b>	Systemansvarlig og transmisjonssystemoperatør.
<b>Valutakurs</b>	01/12-22: 1 GBP 11,90 NOK 01/12-22: 1 USD 9,82 NOK
<b>WACC</b>	«Weighted average cost of capital», avkastningskrav til total kapitalen.

## Innholdsfortegnelse

<b>Sammendrag .....</b>	<b>1</b>
<b>Forord .....</b>	<b>2</b>
<b>Ordlister .....</b>	<b>3</b>
<b>Figurliste.....</b>	<b>6</b>
<b>1. Introduksjon .....</b>	<b>7</b>
1.1 Formål og problemstilling.....	8
<b>2. Teori og litteraturgjennomgang.....</b>	<b>9</b>
2.1 Kostnadstilnæringer .....	9
2.2 Rammeverk for beskrivelse av bransjen og markedet .....	11
2.2.1 Rammeverk for analyse av makroomgivelser - PESTEL .....	11
2.2.2 Rammeverk for analyse av markedet - Porters 5 konkurransekrefter .....	13
2.3 Metoder for beskrivelse av bedriftsøkonomisk lønnsomhet .....	15
2.3.1 Livssyklus kostnader (LCC) .....	15
2.3.2 LCOE og diskonteringsrente .....	19
<b>3. Metode.....</b>	<b>24</b>
3.1 Forskningsdesign .....	24
3.2 Datainnsamling .....	25
3.3 Evaluering av datamaterialet.....	27
3.4 Overordnet rammeverk for analysen .....	28
<b>4. Kontekst.....</b>	<b>29</b>
4.1 Havvind i Norge .....	29
4.1.1 Sørlige Nordsjø II .....	30
4.1.2 Norseman Wind AS .....	31
4.2 Offshore vindsystemer.....	32
4.2.1 Turbiner, fundament og internt kabelnett .....	32
4.2.2 Off- og onshore overføringssystem .....	38
4.3 Vindteori .....	41
4.3.1 Elektrisitetsproduksjon fra vindturbin .....	41
4.3.2 Kapasitetsfaktor .....	42
5.1 Rammene for markedet.....	43
5.1.1 Analyse av makroøkonomiske omgivelser - PESTEL .....	43
5.1.2 Analyse av markedet - Porters 5 konkurransekrefter .....	51

5.2 Bedriftens forutsetninger .....	61
5.2.1 Norseman's valg .....	61
5.2.2 Økonomiske forutsetninger for analysen .....	64
5.2.3 LCC & LCOE beregninger .....	69
5.3 Lønnsomhetsvurdering .....	72
5.3.1 Utvikling av energipriser Norge og Europa .....	72
5.3.2 Sensitivitetsanalyse .....	75
5.3.3 Estimert årsregnskap .....	80
<b>6. Konklusjon .....</b>	<b>85</b>
6.1 Begrensninger og diskusjon .....	85
6.2 Overordnet konklusjon .....	87
6.3 Forslag til videre studier .....	88
<b>Vedlegg .....</b>	<b>89</b>
Vedlegg 1: Estimert regnskap (TNOK) .....	89
Vedlegg 2: Kapitalkostnader inkludert avskrivningsplan .....	89
Vedlegg 3: Nedbetalingsplan serielån .....	91
Vedlegg 4: Intervjuguide Utbygging og drift av offshore vindpark på Sørlige Nordsjø II .....	91
<b>Bibliografi .....</b>	<b>94</b>

## Figurliste

Figur 1: PESTEL (Sommervold, 2021) .....	11
Figur 2: Porters fem konkurransekrefter (Bjørnenak, 2019) .....	14
Figur 3: Livssyklus kostnader offshore havvindpark (Bosch et al., 2019) .....	17
Figur 4: Tidslinje for oppstart av offshore vindpark (Wind Europe, 2019).....	18
Figur 5: Havvind i Norge (Øystese, 2021).....	30
Figur 6: Parametere for Sørliche Nordsjø II (Statnett, 2022) (NVE, 2012) .....	31
Figur 7: Infrastruktur Sørliche Nordsjø II (Equinor, u.d.).....	32
Figur 8: Offshore vindturbin komponenter (Thomsen, 2012) .....	33
Figur 9: Strukturer for bunnfast fundament (Thema Consulting & Multiconsult, 2021) .....	34
Figur 10: Strukturer for flytende fundament (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).....	35
Figur 11: Fortøyning, flytende fundament (Thema Consulting & Multiconsult, 2021) .....	36
Figur 12: Forankring, flytende fundament (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).....	37
Figur 13: Strukturer for interne kabelnett (Thema Consulting & Multiconsult, 2021) .....	37
Figur 14, Utvidet strømmnett i Europa (Zarazua de Rubens & Noel, 2019).....	40
Figur 15: Verdikjede for produsert kraft (Olje- og energidepartementet, 2022) .....	46
Figur 16: Utvikling turbin størrelse (Thema Consulting & Multiconsult, 2021; IEA, 2019)...	48
Figur 17: Ulike prisområdene i Norge (Oljedirektoratet, 2020) .....	49
Figur 19: Sluttbruker energietterspørsel etter energibærer (DNV, 2022; IEA WEB 2022) ....	56
Figur 20: Elektrisitetsproduksjon i Europa etter kraftstasjon (DNV, 2022; IEA WEB, 2022)	57
Figur 21: Håndtering av rotorbladene på en Siemens 2,30 MW (Thomsen, 2012).....	59
Figur 22: Norseman Wind AS Konsortium (Norsemanwind, u.d.) .....	63
Figur 23: Gjennomsnittlig avkastning for en rekke ulike sektorer (Greaker, 2016).....	66
Figur 24: LCC-beregninger, CAPEX .....	70
Figur 25: LCC-beregninger, OPEX årlig .....	71
Figur 26: LCC-beregninger, DECOM .....	71
Figur 27: LCC Sørliche Nordsjø II .....	71
Figur 28: LCOE- beregninger utgangspunkt .....	72
Figur 29: Historiske kraftpriser i Sør-Norge, Tyskland og Storbritannia (Statnett, 2022). ....	73
Figur 30: Prognose energipriser (NVE, 2021) .....	74
Figur 31: Kraftpris i Sør-Norge (NVE, 2021) .....	74
Figur 32: Sensitivitet anleggsbidrag .....	75
Figur 33: Sensitivitet bunnfast teknologi .....	76
Figur 34: Sensitivitet turbin størrelse.....	76
Figur 35: Sensitivitet levetid, diskonteringsrente og kapasitetsfaktor .....	77
Figur 36: Sensitivitet OPEX og installasjon .....	77
Figur 37 Estimert LCOE for ulike teknologer i 2030 (NVE, 2022) .....	79
Figur 38: Estimert regnskap (TNOK) .....	89
Figur 39: Avskrivningsplan og rentabilitet .....	90
Figur 40: Serielån, 27 år 3 års avdragsfrihet 4% nominell rente .....	91
Figur 41: Intervjuguide .....	93

## 1. Introduksjon

Elektrifisering av økonomien og dekarborisering av kraftsystemet er nøkkelementer for å nå netto nullutslipp innen midten av århundret. Temperaturene øker, snø og is smelter, havnivået stiger, og sårbare arter forsvinner. Menneskeskapte klimaendringer er et globalt problem, men utslipp er forårsaket av handlinger og prosesser på et lokalt nivå (The Ministry of Climate Change and Environment, 2021). EU og Storbritannia planlegger en storstilt omlegging og utvidelse av kraftsystemet i Europa i arbeidet med dette. Massiv elektrifisering innebærer imidlertid også en kraftig økning i strømforbruk. Etter redusert forbruk og produksjon under Covid-19 pandemien, etterfulgt av den raske post-pandemiske økonomiske oppturen, den russiske invasjonen av Ukraina og langvarige, uheldige værforhold for produksjon, utspiller det seg nå en global energikrise (euiss, 2022). Parallelt med at forbruket forventes å øke, skal eksisterende produksjon basert på fossil gass og kull fases ut (DNV, 2022). I sum står Europa overfor et enormt behov for ny utslippsfri elektrisitetsproduksjon.

Det er bred enighet om at storskala utbygging av havvindparker både er nødvendig og gunstig for å møte veksten i elektrisitetsforbruket. Stadig lavere kostander gjør denne formen for kraft mer konkurransedyktig. Selv om vindkraft på land er mindre kostbart, og forbli det i overskuelig fremtid, betyr arealrestriksjoner på land at det må bygges ut storskala havvindparker for at Europa skal nå utslippsmålene for 2030 og 2050. Utbygging og planlegging av nye store volumer er godt i gang, både i Storbritannia, Tyskland og flere andre land rundt Nordsjøen og Østersjøen. I Europa er det i dag rundt 20 GW havvind i drift. EU har som mål om minst 70 GW innen 2030 og inntil 450 GW innen 2050. I tillegg har Storbritannia et eget mål om 40 GW havvind til 2030 og 100 GW i 2050 (Statnett, 2022).

Norge har ambisjoner om å redusere klimagassutslipp med minst 50-55% innen 2030 relativt til 1990-nivå. Dette er et viktig steg mot å bli et lav-utslipps samfunn innen 2050. (The Ministry of Climate Change and Environment, 2021). Norge har et godt utgangspunkt ettersom at elektrisitetsproduksjonen allerede i stor grad er fornybar. I 2019 var 98% av den produserte elektrisiteten fornybar (Olje- og energidepartementet, 2022). Også i Norge forventes det at forbruket vil øke betydelig, på grunn av elektrifisering og ny næringsutvikling. Det medfører at dagens kraftoverskudd vil nærme seg null de neste årene. Havvindkraft peker seg ut som en sentral kilde til ny kraftproduksjon, ettersom at det stadig er motstand mot vindkraft på land og potensialet for solkraft er begrenset (Statnett, 2022).



## 1.1 Formål og problemstilling

Formålet med denne studien er å gi en innføring til havvind i Norge. Det innebærer en utredning av teknologiske og strategiske valg, og hvordan disse påvirker lønnsomhetsbildet ved utbygging, drift og avvikling av en havvindpark i Norge. Vi har valgt å begrense temaet til å analysere den forventede prosjektlønnsomheten for konsortiet Norseman Wind AS ved utbygging av feltet Sørliche Nordsjø II for byggesteg 1. Problemstillingen vi skal besvare er som følger:

*Under hvilke forutsetninger vil havvind være lønnsomt på Sørliche Nordsjø II?*

For å besvare oppgaven vil vi studere de strategiske valgmulighetene for Norseman Wind AS ved å benytte rammeverkene «PESTEL» og «Porters fem konkurransekrefter». Videre gjennomfører vi en studie av livssyklusstandene (LCC) og Levelized Cost of Energy (LCOE) for prosjektet. I tillegg har vi estimert et «grovt» resultatregnskap og beregnet Return on Invested Capital (ROIC). Til dette har vi valgt oss ut to forskningsspørsmål:

- 1) Hvordan setter eksterne drivkrefter og konkurranse føringer for markedet?*
- 2) Hvordan påvirker bedriftens strategiske og teknologiske valg LCC og fremtidig lønnsomhet?*

Eksterne drivkrefter og konkurransen setter rammer for lønnsomheten som er mulig å oppnå i markedet, og en analyse av livssyklus kostnader omhandler kostnadene over prosjektets levetid. Det viktigste lønnsomhetsaspektet i denne studien er sammenstillingen av LCOE med forventet produksjon og strømpriser. I den kvantitative lønnsomhetsdelen vil vi fokusere på kostnadsbildet knyttet til vindparken, for så å sammenstille dette med inntektssiden ved å drive et kraftverk.

## 2. Teori og litteraturgjennomgang

I dette kapittelet vil vi starte med å gjennomgå litteratur som diskuterer ulike kostnadstilnæringer for investeringsbeslutninger innenfor havvind. Videre vil vi se på litteratur som problematiserer kostnadsgrunnlaget i slike beslutninger, og basert på dette vil vi presentere vårt bidrag. Avslutningsvis introduserer vi rammeverkene og metodene som skal benyttes i denne studien.

### 2.1 Kostnadstilnæringer

Havvindkraft er en kostnadsintensiv bransje som innebærer komplekse eksterne faktorer som politikk og retningslinjer, fremvoksende teknologi og en økende volatilitet i det internasjonale energimarkedet. Dette har ført til at ulike metoder har blitt benyttet for å oppmuntre til investering (Liu et al., 2021). Private investorer har behov for verktøy til å vurdere investeringsbeslutninger, og politikere for å velge de riktige insentivene. Med et utgangspunkt på 599 artikler selektert ned til 74, går studien «Decision-making methodologies in offshore wind power investments: A review» systematisk gjennom metoder og teorier benyttet i litteraturen med hensyn til beslutninger innenfor havvindinvesteringer. Studien understreker at metodene ikke erstatter hverandre, men utfyller hverandre og bør kombineres (Liu et al., 2021).

Studien kategoriserer diskonterte kontantstrømmer (DCF) og livssyklusanalyse (LCA) som noen av de enklere verktøyene benyttet innenfor investeringsbeslutninger i havvind. DCF blir mest brukt i investeringsbeslutninger for kraftprosjekter i tidligfase, ettersom at metodens antakelser og analytiske rammeverk er basert på irreversible investeringer og at det ikke forekommer gjeninvesteringer. Denne begrensede fleksibiliteten gjør DCF mer passende for kortsiktige prosjekter med mindre usikkerhet i vurderingene. LCA-metoden analyserer hvordan et prosjekt påvirker miljø- og samfunnsmessige faktorer gjennom livssyklusen i tillegg til livssyklus kostnadene for prosjektet. LCA hensyntar utslipp av klimagasser, energiytelsen, sosiale og regulatoriske utfordringer, og kan bidra til identifikasjon av bærekraftige investeringsmuligheter. Resultatet av en LCC-analyse skaper bevissthet rundt de viktigste kostnadene og tilrettelegger for å minimere disse i fremtiden, slik at konkurransedyktigheten til offshorevindparker kan utbedres (Liu et al., 2021).

Kategorisert som mer avanserte kostnadstilnæringer er metoder som LCOE og Cost-Benefit analyser (CBA). CBA innebærer en sammenligning av totale kostnader og fordeler tilknyttet

eksempelvis et prosjekt. Totale kostnader og fordeler går utover hva som er reflektert i markedspriser, og inkluderer således eksterne faktorer. LCOE er en hensiktsmessig kostnadsberegningmetode for analyse av strømkostnader, og brukes som en økonomisk evaluering kombinert med andre strategier for å ta beslutninger innenfor fornybar energi. Etter metoden vurderes en investering konkurransedyktig sammenlignet med andre energiformer dersom LCOE er lavere enn markedsprisen. Det er gjort omfattende analyser innenfor havvind hvor det fremkommer at avstand fra land, diskonteringsrente, dybde og størrelse på parken gir mest utslag på LCOE (Liu et al., 2021).

Elderer (2015) problematiserer aspektet rundt kostnadsgrunnlag for å utføre slike analyser, og peker på at mange estimater bærer preg av unøyaktighet. Dette skyldes håndtering av utslagsgivende parametere og mangelfulle databaser som følger av restriktive taushetserklæringer og en rask økning i antall og omfang av havvindprosjekter de senere årene (Elderer, 2015). Videre belyser Aldersey-Williams et al. (2019) at LCOE beregninger ofte er basert på usikker, offentlig tilgjengelig data er, ettersom at dette gjerne er det eneste grunnlaget som er tilgjengelig. En ny metode som benyttes i UK går utpå å benytte publisert og revidert data som skal gi mer nøyaktige LCOE beregninger (Aldersey-Williams et al., 2021). Dette har Wikshåland og Hoff (2022) gjort for Sørlege Nordsjø II i sin masterutredning. Av masterutredninger har vi hentet inspirasjon fra denne, i tillegg til masterutredningen skrevet av Hvidevold og Karlsen (2020) som omhandler den langsiktig LCOE for Utsira Nord.

Data fra de norske konsortienes side er svært sensitive grunnet konkurranse, men gjennom intervjuer forsøker vi å bidra til å danne et strategisk bilde av lønnsomheten og markedet fra konsortienes perspektiv. I tillegg ønsker vi å bidra til et dybdeperspektiv innenfor havvind i Norge og kraftbransjen i sin helhet. Dette vil analysers ved å anvende de strategiske rammeverkene «PESTEL» og «Porters fem konkurransekrefter» som så vidt oss kjent er lite benyttet for havvindprosjekter. Lønnsomhetsdata innhentes sekundært, for så å justeres etter informasjon om feltet, samt teknologiske og strategiske valg tatt av aktøren. Basert på litteraturgjennomgangen ønsker vi å kombinere en enklere metode, LCC, med en mer avansert for kostnadstilnærming, LCOE, da disse metodene er mest formålstjenlig for denne studien.

## 2.2 Rammeverk for beskrivelse av bransjen og markedet

I dette delkapittelet vil vi introdusere rammeverkene «PESTEL» og «Porters fem konkurransekrefter» som vil anvendes i analysen. En samlet bruk av disse rammeverkene vil føre til en helhetlig forståelse av de viktigste eksterne faktorene for bransjen og konsortiene.

### 2.2.1 Rammeverk for analyse av makroomgivelser - PESTEL

PESTEL er et strategisk rammeverk som vil benyttes til å analysere og observere de makroøkonomiske omgivelsene som påvirker bransjen på forskjellige måter (Madsen & Grønseth, 2022). De makroøkonomiske omgivelsene systematiseres etter politiske, økonomiske, sosiale, teknologiske, miljømessige og juridiske forhold. En PESTEL-analyse starter gjerne med en gjennomgang av hvilke faktorer i omgivelsene som historisk sett har spilt en sentral rolle for den aktuelle bransjen, og i hvilken grad disse endringene vil påvirke fremtidig utvikling (Roos et al., 2021). I det følgende presenteres de ulike kategoriene rammeverket er delt inn i.



Figur 1: PESTEL (Sommervold, 2021)

### *Politiske forhold*

Politiske forhold innebærer statens rolle, skattepolitikk, privatiseringspolitikk, valutapolitikk og stabilitet hos myndigheter (Madsen & Grønseth, 2022).

### *Økonomiske forhold*

Det økonomiske elementet i PESTEL-analysen påvirkes av valutakurser, rentekostnader og økonomiske sykluser. Andre økonomiske forhold kan omhandle inflasjonsnivå, disponibel inntekt, energitilgang, energikostnad og globalisering (Madsen & Grønseth, 2022).

### *Sosiale forhold*

Sosiale elementer som kan påvirke etterspørselen kan bli studert gjennom demografi, fordeling, geografi og endring i kultur. Det kan også omhandle temaer som inntektsfordeling, sosial mobilitet, holdninger til arbeid, konsum og utdanningsnivå (Madsen & Grønseth, 2022).

### *Teknologiske forhold*

Makroomgivelsene kan bli påvirket av teknologiske forhold som offentlig forskning, fokus på teknologi, nye oppdagelser, teknologioverføring og mislykkede prosjekter. Videre kan ny teknologi skape muligheter og føre til utfordringer som går langt forbi en industri eller bransje (Madsen & Grønseth, 2022).

### *Miljømessige forhold*

Miljømessige forhold kan omhandle temaer som forurensning og utslippskvoter, virkning på naturen, gjenvinningsmuligheter, ressursmangel, økte energikostnader og kundens holdninger til miljøvern (Madsen & Grønseth, 2022).

### *Juridiske forhold*

Juridiske forhold handler om hvordan det juridiske aspektet vil påvirke markedet. Dette kan omhandle temaer som monopollovgivning, miljøvernlovgivning, handelsreguleringer og arbeidsreguleringer (Madsen & Grønseth, 2022).

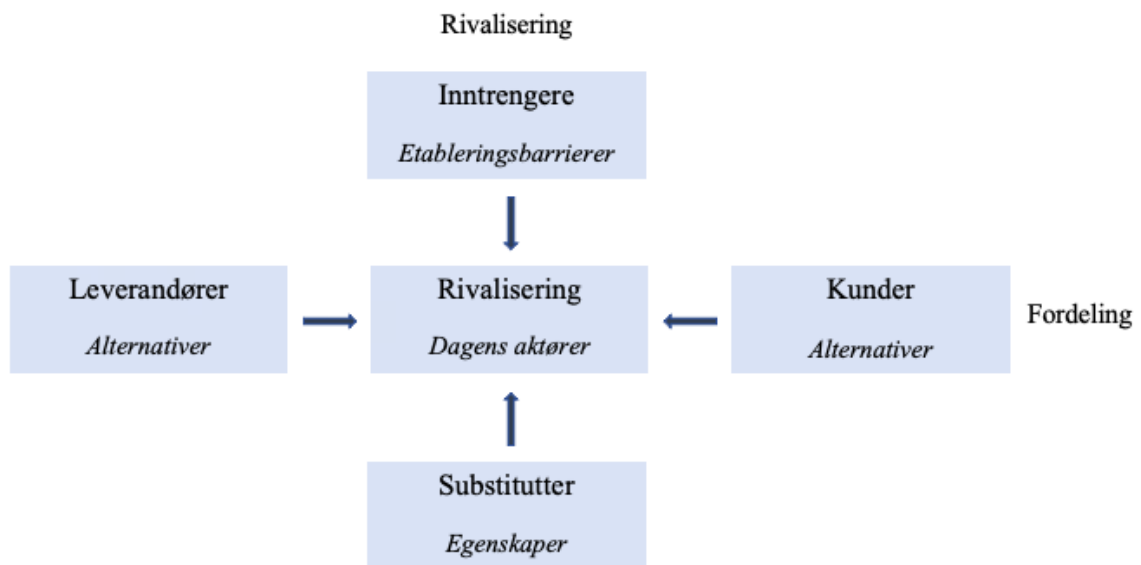
### *Kritikk*

Det kan argumenteres for at PESTEL bidrar med lite ny innsikt, med bakgrunn i at rammeverket i stor grad analyserer nåsituasjonen. Kritikere påpeker også at truslene fra ulike faktorer må sees i sammenheng med de interne faktorene i markedet. Eksempelvis i sammenheng med trussel fra nykommere og substitutter for å kunne forså hvordan de ulike komponentene påvirker markedet (Lien et al., 2017). Faktorene som analyseres i en PESTEL-analyse utgjør ofte en lang og kompleks liste, som igjen kan føre til at overdrevent mange detaljer blir inkludert i analysen. Dermed er det viktig å utelukkende inkludere de viktigste faktorene i PESTEL-analysen, slik at beslutninger baseres på de mest relevante makro-omgivelsene (Johnson et al., 2018). Deler av kritikken vil også hensynas ved å anvende PESTEL i sammenheng med «Porters 5 konkurransekrefter».

#### 2.2.2 Rammeverk for analyse av markedet - Porters 5 konkurransekrefter

Porters fem konkurransekrefter ('five forces') vil benyttes for å analysere konkurranseforholdene i markedet. Lønnsomheten i markedet setter rammene for lønnsomheten til markedsaktørene, ettersom at ikke alle markeder har like muligheter for vedvarende lønnsomhet. Dette lønnsomhetspotensialet avhenger av dagens interne rivalisering, inntreden av nye konkurrenter, trusselen fra substitutter, i tillegg til forhandlingskraften til leverandører og kunder (Porter, 1985).

Den samlede styrken på de fem konkurransekreftene bestemmer markedsaktørenes mulighet til å oppnå avkastning på investeringer utover kostnaden av kapital. Styrken på konkurransekreftene vil endre seg i takt med utvikling av bransjen. Analysen går dermed ut på å identifisere lønnsomhetsrammene for markedet med utgangspunkt i de fem kreftene. Resultatet av analysen danner grunnlaget for bedriftens strategiske posisjonering i markedet (Porter, 1985). En illustrasjon av Porter's fem krefter er vist i figuren under.



Figur 2: Porters fem konkurransekrefter (Bjørnenak, 2019)

### *Rivalisering*

Den vertikale akse illustrerer at nåværende og fremtidig rivalisering i et marked avhenger av potensielle inntrengere og styrken på markedets substitutter (Bjørnenak, 2019). Dagens rivalisering påvirkes av antall aktører, samt vekst, kapasitet og utviklingshindringer i markedet (Porter, 1985). Rivalisering påvirkes videre av kundenes muligheter til å erstatte produktet med substitutter. Markedet har sterke substitutter dersom det tilbys tilsvarende ytelser og kundene er villige til å velge andre alternativer for å dekke sitt behov. Intensiteten i rivaliseringen vil over tid også påvirkes av muligheter for at nye aktører etablerer seg i bransjen. Hvor attraktivt det vil være for nye aktører å etablere seg vil avhenge av etableringsbarrierer, grad av lojalitet og sterke merkevarer i markedet (Porter, 1985).

For nykommere er det to hovedkategorier etableringsbarrierer; strukturelle etableringsbarrierer og strategiske etableringsbarrierer. Strukturelle etableringsbarrierer er relativt stabile egenskaper som gjør markedet mindre attraktivt for nykommeren enn for etablerte selskaper (Lien et al., 2017). Slike barrierer kan være irreversible investeringer og skalafordeler. Strategiske etableringsbarrierer er handlinger av etablerte aktører med formål om å senke den forventede lønnsomheten til nykommere (Lien et al., 2017). Strategiske etableringsbarrierer er bare relevant dersom handlingene den etablerte gjør faktisk endrer den potensielle inntrengers forventninger om hvordan konkurransesituasjonen og lønnsomheten etter en etablering vil

utspilles. Handlinger kan være å etablere overkapasitet, nisjefylling eller møte nykommeren med aggressiv respons.

### *Fordeling*

Den horisontale aksene illustrerer hvordan markedets rivalisering avhenger av fordelingen av forhandlingsmakt (Bjørnenak, 2019). Leverandørmakt henger sammen med konsentrasjonen i leverandørmarkedet, herunder bedriftenes mulighet til å velge andre leverandører og innsatsfaktorer, hvor viktige bedriftene er for leverandøren og eventuelle muligheter for å produsere selv (Porter, 1985). Tilsvarende henger kundemakt sammen med kundenes mulighet til å velge andre alternativer, konsentrasjonen av kunder for bedriftenes produkter og forskjeller mellom bedriftenes produkter (Porter, 1985).

### *Kritikk*

Porters rammeverk har fått kritikk for å fokusere for mye på verdikapring fremfor hvordan verdier i markedet forventes å skapes de kommende årene. Lien et al. (2016) peker på at kundene og leverandørene vurderes som aktører som kaprer verdi, og argumenterer for at disse også kan bidra til å skape verdi. Dowes og Mui (1998) mener videre at Porters fem krefter gir et statisk og relativt enkelt øyeblikksbilde av markedet. De legger vekt på at rammeverket også burde inneholde tre nye faktorer; digitalisering, globalisering og deregulering (Downes & Mui, 1998). For den aktuelle bransjen vil det i anvendelsen av rammeverket tas hensyn til globalisering og regulering ettersom at dette er viktige faktorer for markedet. Digitalisering er imidlertid mindre aktuelt, mens heller teknologiske endringer vurderes som essensielt for utviklingen fremover. Ved å anvende PESTEL sammen med Porters tas det høyde for disse faktorene. Med hensyn verdiskaping, er dette et element vi vil inkludere i analysen.

## 2.3 Metoder for beskrivelse av bedriftsøkonomisk lønnsomhet

Dette delkapittelet presenterer nærmere det teoretiske grunnlaget for de kvantitative metodene som benyttes i analysen. Vi begynner med å beskrive livssyklus-kostnader, for så å introdusere LCOE og diskonteringsrente.

### 2.3.1 Livssyklus-kostnader (LCC)

Livssyklus-kostnader (LCC) er en utbredt metode som innlemmer alle påløpte kostnader gjennom levetiden til et objekt, eksempelvis et prosjekt. En studie av Knauer & Möslang (2018) undersøker hvordan LCC kan bidra med verdifull informasjon og betingelsene for



implementering av konseptet. Basert på tyske data finner forfatterne at bedrifter i hovedsak benytter metoden til å forbedre beslutningsgrunnlag og identifisere kostnadsdrivere. Ettersom at LCC tar hensyn til direkte kostnader og kostnader som kan påløpe ved senere faser tilknyttet valg og alternativer i designfasen, kan metoden bidra til et forbedret beslutningsgrunnlag.

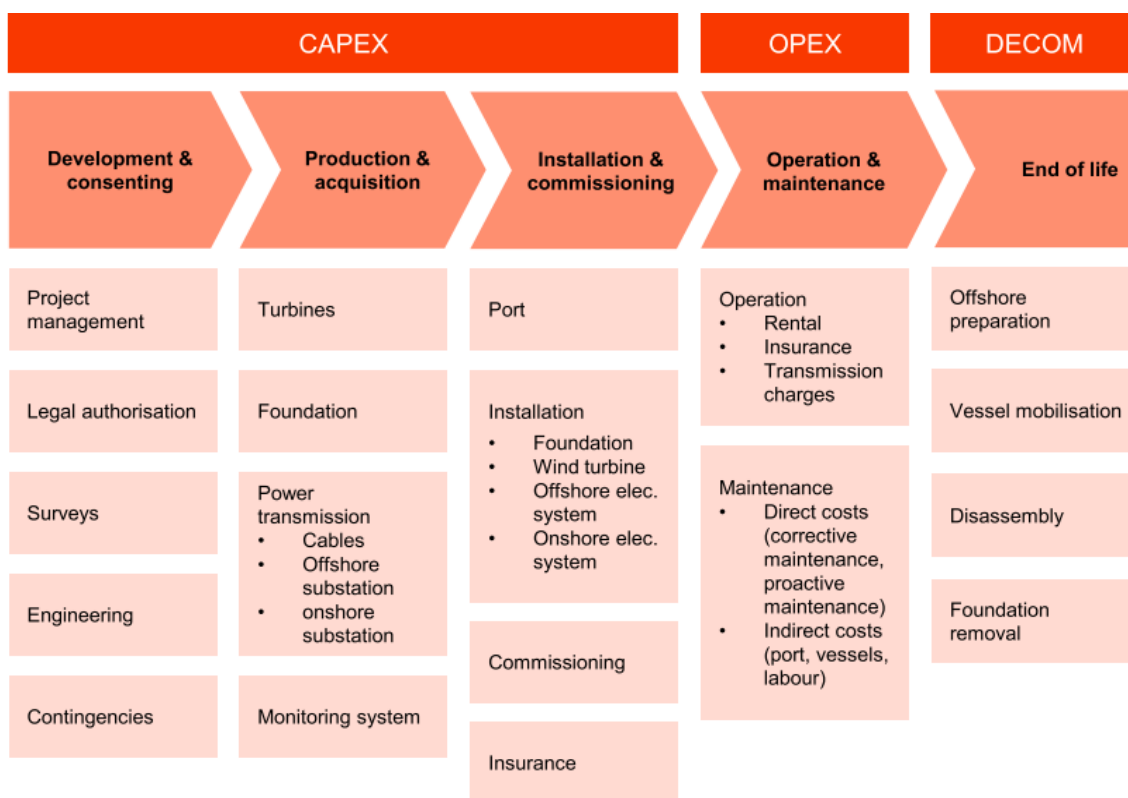
Diskonteringsrente, forventet levetid og utvikling i kostnadene for vedlikehold er i litteraturen vurdert som sentrale kostnadsdrivere i en analyse av livssyklus kostnader (Ilg et al., 2016). Til en viss grad, finner studien av Knauer & Möslang (2018) også at bedrifter som bruker LCC benytter sitt kostnadsinstrument signifikant bedre for å oppnå kostnadsstyringsmål sammenlignet med andre som ikke benytter LCC. Metoden skiller seg ut gjennom sitt langsiktige fokus og dermed bidrag til å motvirke ledelsens tendenser til et kortsiktig fokus (Knauer & Möslang, 2018). Metoden kan beskrives som en strategisk orientert kostnadsføringsteknikk og tilbyr støtte for strategiske beslutninger.

Kostnadsestimat for sene stadier i livsløpet innebærer høyere nivå av usikkerhet og er en av de forklarende årsakene for bedrifter som velger å ikke innføre konseptet. Estimatenes kan anses som for upresise til å brukes som en base for beslutningstaking (Knauer & Möslang, 2018). Også kostnader og tekniske prestasjoner ved nye teknologier er usikre, og LCC bør adressere denne usikkerheten. Dette kan gjøres gjennom sensitivitetsanalyser, scenario, simuleringer eller sannsynlighetsberegninger (Ilg et al., 2016).

Implementering av LCC-konseptet er særlig relevant for bedrifter med høye kostnader i forkant og etterkant av drift ettersom at disse postene ofte er ekskludert i tradisjonell kostnadsføring (Knauer & Möslang, 2018). Mest relevant er verktøyet for bedrifter med store kapitalinvesteringer i starten av livssyklusen, ettersom at investeringens lønnsomhet krever en sammenligning av livssyklus kostnadene opp mot kostnaden av alternative investeringer (Knauer & Möslang, 2018).

Selve kostnads kalkuleringen fordrer at kostnads komponentene som skal inkluderes er presist spesifisert, men det er imidlertid er det enda ikke utviklet en standard metode for kostnads kalkulasjonen (Knauer & Möslang, 2018). Figuren under illustrerer en mulig kategorisering inndelt i kapital kostnader (CAPEX), kostnader til drift og vedlikehold (OPEX) og avviklings kostnader (DECOM). I en analyse av LCC vil estimerte kostnader diskonteres til

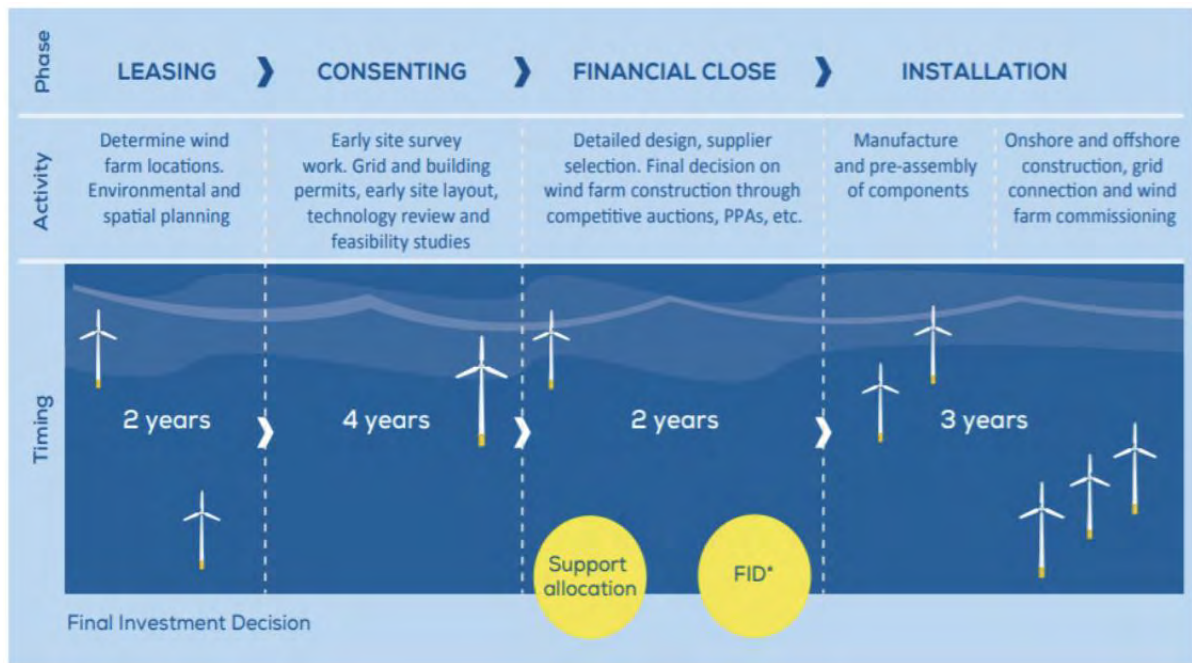
dagens prisnivå, og det er bare de relevante og signifikante kostnadene i hver kategori som bør inkluderes i investeringsbaserte beslutninger.



Figur 3: Livssyklus kostnader offshore havvindpark (Bosch et al., 2019)

### CAPEX- Kapitalkostnader

CAPEX er kostnader relatert til konstruksjon av infrastruktur. Før utbygging kan starte er det behov for en rekke undersøkelser av området og juridiske avklaringer. Deretter følger produksjon og anskaffelser av utstyr, og til slutt installasjon og oppstart av kraftverket (BVG Associates, 2019). Kostnadsdriver for utvikling og installasjon er i hovedsak vindparkens kapasitet. Overføringskostnader avhenger i tillegg av distansen fra land, mens kostander for fundament drives i stor grad av havdybde (Bosch et al., 2019). Figur 10 illustrerer en forventet tidslinje frem til installasjon av en vindpark.



Figur 4: Tidslinje for oppstart av offshore vindpark (Wind Europe, 2019)

### *OPEX- Drifts- og vedlikeholdskostnader*

Drifts- og vedlikeholdsaktiviteter starter formelt ved datoen vindkraftverket er ferdigstilt. Drift består i forvaltning av sikkerhet, drift av vindturbiner, ekstern overvåkning av området og miljøet, strømsalg, administrasjon, opplæring, drift av fartøy og kai. Videre innebærer vedlikehold og service inspeksjoner, reparasjoner og utskiftinger av komponenter tilhørende turbiner, fundament og Balance of Plant. Vindturbinene gjennomgår normalt planlagt vedlikehold en til to ganger i året. Utover dette skjer uplanlagt vedlikehold ved feilmeldinger via kontrollsystem. Det er en trend mot økt bruk av overvåkningssystemer og datainnsamling til å forutse vedlikeholdsbehov, hvilke kan forhindre tap av produksjon og ressursene som settes av til vedlikehold kan reduseres. (BVG Associates, 2019).

Det er vedlikehold og sikring av turbinene, fundamentet og de elektriske komponentene og kontrollsystemene i turbinen som utgjør rundt 2/3 av de totale drifts- og vedlikeholdskostnadene. Driftskostnader står for de resterende kostnadene. (BVG Associates, 2019). Kostnadsdrivere for OPEX er variabler som den lokale kostnaden på arbeidskraft, kostnader for fartøy og havn, feltets karakteristika og avstand fra land (Bosch et al., 2019).

### *DECOM - Avviklingskostnader*

Avviklingsprosesser for havvindparker er bare gjennomført for et lite antall parker i liten skala. Likevel er ofte godt planlagte avviklingsplaner påkrevd som en del av å få godkjenning til

utbygging av vindparken. Ved slutten av havvindparkens levetid er det behov for å avgjøre om levetiden skal forsøkes forlenges gjennom et program med risikovurderinger og inspeksjoner, eller om den skal fullt ut avvikles. Ved forlengelse vil det som regel være behov for utskiftning av utstyr og komponenter og derav avvikling av de eksisterende. Avvikling handler om å sikre eller fjerne offshore infrastruktur og tilhørende utstyr, og prosessen kan anses som en reversering av installasjonen. Dette innebærer kostnadene relatert til å returnere feltet vindparken har operert på tilbake til sin opprinnelige tilstand, og inntektene oppnådd ved salg av gjenbrukbart materiale. Det er i dag et fungerende brukmarked for vindmøller på land, og det er dermed ikke utenkelig at det vil utvikles for havvind også (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022). Til slutt er det som regel krav om miljømessige undersøkelser før og etter avvikling (BVG Associates, 2019).

### 2.3.2 LCOE og diskonteringsrente

#### *LCOE – Levelized Cost of Energy*

Levelized Cost of Energy (LCOE) er den mest brukte metoden for å regne ut og diskutere energikostnaden innenfor energisektoren (Johnston et al, 2020). Det er hensiktsmessig å måle kostnadene for ulike energiproduserende teknologier ved samme metode, og dermed er det nødvendig med en standard. LCOE har som formål å gjenspeile dagens verdi av produsert energi. Vanligvis benyttes pris per mega watttime (MWh) eller kilowatttime (kWh). I tillegg vil det bli inkludert økonomisk levetid på produksjonsmidler og kostnader knyttet til investering, drift og vedlikehold.

LCOE kan anses som et langsiktig kostnadskonsept hvor LCOE representerer en «break-even» verdi som en kraftleverandør må kreve for å rettferdiggjøre en investering i et bestemt energiprojekt. LCOE kan betraktes som en break-even pris under følgende to forutsetninger: (IPCC s.1289, 2014) (IRENA, 2012).

- 1) Diskonteringsrenten brukes for å diskontere inntekter og utgifter og er konstant gjennom hele prosjektets levetid
- 2) Elektrisitetsprisen er basert på en gjennomsnittspris som er konstant over hele prosjektet.

Dersom prisen på elektrisiteten blir lavere enn LCOE fører det til at avkastningen på kapitalen blir lavere enn diskonteringsrenten og dermed vurderes ikke prosjektet lønnsomt. Høyere

strømpriser fører til at avkastningen på kapitalen blir større (IRENA, 2012). LCOE kan uttrykkes som følger (IPCC s.1289, 2014):

$$LCOE = \frac{\text{Totale livstidkostnader}}{\text{Total livstid energi produksjon}}$$

$$LCOE = \frac{S_{t=0}^n \frac{I_t + O\&M_t + D_t}{(1+i)^t}}{S_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

$I_t$  = Investeringsutgifter i år t

$O\&M_t$  = Drift og vedlikeholdsutgifter i år t

$D_t$  = Avviklingskostnader

$E_t$  = Energiproduksjon

$i$  = Diskonteringsrente

$n$  = Prosjektets levetid

Dette er den enkle versjonen av LCOE. Det er mulig å inkludere drivstoffkostnader og karbonkostnader dersom det anses relevant, men det vil ikke være tilfellet i denne sammenhengen. Den enkle versjonen av LCOE forutsetter at diskonteringsrenten, energiproduksjonen og drift og vedlikeholdskostnadene er konstante gjennom hele levetiden til prosjektet. Investeringsutgiften forekommer i år 0 og skal således ikke neddiskonteres. (IPCC s.1289, 2014)

### *Reell vs nominell LCOE*

Det skilles mellom reell og nominell LCOE, hvor nominell hensyntar inflasjon som videre kan gi mer presise beregninger. Det bør nevnes at inflasjonsratens utvikling kan være svært vanskelig å forutsi og det kan derfor være like nyttig å benytte en reell LCOE dersom formålet er sammenligning mellom prosjekter. På grunn av årlige vedlikeholdskostnader vil dette være ekstra viktig i prosjekter innenfor samme bransje med lik teknologi, ettersom at vedlikeholdskostnadene vil være følsomme for inflasjon i LCOE-beregningen. Vi vil i denne studien derfor utføre reelle LCOE beregninger. (Enova, 2013).

### *Kritikk av LCOE*

En svakhet ved LCOE-metoden er at det ikke finnes en konkret regel på hvilke kostnader som skal inkluderes i beregningen, som igjen kan medføre at kostnader holdes utenfor. Eksempelvis har Visser og Held (2014) funnet at CAPEX og OPEX er de eneste kostnadene som alltid inkluderes. Dette fører til at det blir problematisk å vurdere konkurransevnen på en rettferdig måte (Ecofys, 2014). LCOE er sensitivt for endring av avkastningskravet, slik at ulike prosjekter med ulikt avkastningskrav vil være lite hensiktsmessig å sammenligne med LCOE. Havvindkraft er videre en umoden industri stadig i utvikling, hvilket påvirker kostnadene over hele livssyklusen. Dette fører til store regionale kostnadsforskjeller og kan føre til vanskeligheter ved å bruke LCOE som sammenligningsgrunnlag (Johnston et al, 2020).

Vindforhold er viktig når lokasjonen til vindparken skal bestemmes, og ulik vindforsyning vil påvirke effekten til vindturbinene. Ulik vindforsyning vil føre til varierende energiproduksjon, noe LCOE ikke tar høyde for. I stedet forutsettes energiproduksjonen å være statisk over hele prosjektets levetid. Til slutt er ofte LCOE uttrykt i ulike valutaer, som kan føre til valutasingninger som igjen kan påvirke den endelige verdien av LCOE (Johnston et al, 2020).

### *Prosjektets diskonteringsrente*

Avkastningskrav skal reflektere hvilken avkastning egenkapitaleiere (aksjonærer) og fremmedkapitaleiere (banker) forventer å oppnå ved alternativ plassering av kapitalen med samme risiko.

Finansiering av havvindpark krever høye forhåndsinvesteringer. Det vanlig å finansiere fossilbaserte kraftprosjekter ved å hente gjeld og EK på selskapsnivå. Fornybare prosjekter finansieres ofte gjennom prosjektfinansiering. Dersom lånet ikke blir betjent vil aktøren som utsteder lånet ha tilgang til å bruke prosjektmidlene. Dette innebærer at låneutsteder ikke kan gjøre regress på andre eiendeler enn de på selskapsnivå. (PwC, 2020). Videre er risikopremien interessant når havvindprosjekter sammenlignes (Steffen, 2020). I en studie gjort av PwC fremkommer det at ulike livsfaser av havvindprosjekter har ulik risiko. Det er høyest risiko i utviklingsfasen, og i byggefasen avtar risikoen før den blir lavest i driftsfasen av prosjektet (PwC, 2020).

### *Avkastningskrav til totalkapitalen – Weighted average cost of capital*

Totalavkastningskravet, WACC, beregnes ved å vekte avkastningskravene til egenkapitalen og fremmedkapitalen med respektive andeler. (Haider, 2017). Formel for avkastningskravet til totalkapitalen (Øystese, 2021):

$$WACC = R_e \frac{E}{E + D} + R_d(1 - t) \frac{D}{E + D}$$

$R_e$  = Avkastningskravet til egenkapitalen, selskapets egenkapitalkostnad

$R_d$  = Avkastningskravet til fremmedkapitalen, selskapets gjeldkostnad

$E$  = Markedsverdien av egenkapitalen

$D$  = Netto rentebærende gjeld (markedsverdi)

$t$  = Effektiv skattesats, nominell selskapskatt

### *Kapitalverdimodellen- Avkastningskrav til egenkapitalen*

Kapitalverdimodellen, CAPM, er den mest utbredte metoden for å beregne avkastningskravet til egenkapitalen. I henhold til den klassiske utgaven av kapitalverdimodellen er det tre parametere som er inkludert; risikofri rente, betarisiko og markedsrisikopremie (Haider, 2017). Formel for CAPM:

$$R_e = r_f + \beta_e (r_m - r_f)$$

$R_e$  = Avkastningskrav til egenkapitalen

$R_f$  = Risikofri rente

$\beta_e$  = Risikomål (systematisk risiko)

$R_m$  = Forventet avkastning på markedsporteføljen

Risikofrirente settes vanligvis lik effektiv avkastning på langsiktige statsobligasjoner. Markedsrisikofripremie defineres som gjennomsnittlig meravkastning som en investor krever ved investering i aksjer sammenlignet med risikofrirente, ligger vanligvis mellom 3-7%. Betarisikoen er nærmest lik 1 for alle selskaper i et marked. (Haider, 2017).

### *Avkastningskrav til fremmedkapitalen*

Avkastningskrav for gjelden er nødvendig for å kunne beregne avkastning for totalkapitalen. Gjeldskostnaden kan settes til marginal lånekostnad for prosjektet eller ved å gange risikofri rente fra trukket skattesatsen, for så å legge til risikofripremien for gjeld (Haider, 2017). Formel for avkastningskrav til gjelden:

$$R_g = R_f(1 - skatt) + risikofripremie \text{ for gjeld}$$

### *Reelt vs nominelt avkastningskrav*

Det skilles mellom reelt og nominelt avkastningskrav. Reelle verdier ser bort fra effekten av inflasjon, mens nominelle verdier omfatter både den reelle verdien og inflasjonen (Brealey et al., 2017). Vi vil i denne studien ikke ta høyde for inflasjon og benytter dermed et reelt avkastningskrav. Reelt avkastningskrav kan benyttes både før og etter skatt, og vi vil benytte et reelt avkastningskrav før skatt. Ved å ekskludere skatt i avkastningskravet vil prosjektet være bedre egnet til sammenligning på tvers av landegrenser og uavhengig av skatteregler. I tillegg benytter vi reell LCOE som taler for et reelt avkastningskrav.



## 3. Metode

Dette kapitlet har som formål å danne et overblikk over prosessen og gjennomføring av studien. Vi vil først presentere forskningsdesign og metoder for innsamling av data. Til slutt følger analysens overordnede rammeverk.

### 3.1 Forskningsdesign

#### *Forskningstilnærming*

Forskningstilnærming kan kategoriseres som induktiv eller deduktiv. Deduktiv tilnærming innebærer at formålet med studien er å utvikle en teori ved hjelp av å teste en teori, mens en induktiv tilnærming har som hensikt å raffinere allerede eksisterende teorier. Abduksjon er en mellomting mellom de to tilnærmingene (Madsen Sandvik, 2022). Denne studien er en kombinasjon, men med hovedvekt av induktiv tilnærming da den har til hensikt å forklare hvilke faktorer som ligger til grunn for lønnsomheten i bransjen og konsortiet.

#### *Forskningsformål*

Det skilles mellom utforskende, beskrivende, forklarende og evaluerende studier. Utforskende studier kjennetegnes ved at de gir bred innsikt i fagfeltet som studeres, mens beskrivende studier har som formål å etablere nøyaktige fremstillinger av hendelser, personer eller situasjoner. Forklarende studier har som hensikt å studere en situasjon for å kunne vurdere om det er en kausal sammenheng mellom to eller flere variabler. Til slutt har evaluerende studier til formål å finne ut hvor godt noe fungerer. (Madsen Sandvik, 2022). Denne studien er utforskende med hensyn til bransjen, og evaluerende med hensyn til lønnsomhet.

#### *Forskningsmetode*

Det skilles mellom kvalitative og kvantitative forskningsmetoder for datainnsamling. Kvantitativ metode benyttes hovedsakelig for å innhente breddekunnskap, finne årsakssammenhenger og for å teste hypoteser som kan overføres til personer eller situasjoner (Madsen Sandvik, 2022). Videre har kvantitativ metode som formål å beskrive og teste hypoteser. Denne oppgaven har en kombinert forskningsmetode.

Når det gjelder data, så skilles det mellom primærdata og sekundærdata. Primærdata er data innhentet for å besvare den aktuelle problemstillingen, mens sekundærdata er data samlet inn

til andre formål (Madsen Sandvik, 2022). I denne studien benyttes begge former for data for å sikre et bredt datagrunnlag og innsikt i bransjen.

### 3.2 Datainnsamling

I dette delkapittelet vil vi gjøre rede for hvordan vi har samlet inn datagrunnlaget som brukes i analysen. Først presenterer vi hvordan vi har samlet inn kvantitativ data, som omfatter sekundærdata, før vi presenterer hvordan vi har samlet inn kvalitativ primær- og sekundærdata.

#### *Kvantitativ data*

Kvantitativ data har vært avgjørende for å kunne gjøre beregninger for prosjektets lønnsomhet. Vi forsøkte å innhente primærdata fra konsortiene som skal søke konsesjon, men grunnet konkurranse anses dette som konfidensiell informasjon. I tillegg har vi forsøkt å innhente kostnadsestimater fra utvalgte underleverandører i bransjen, også her uten hell ettersom at disse aktørene også er i konkurransesituasjon. Dermed har vi benyttet offentlig tilgjengelig sekundærdata.

Utgangspunktet for datagrunnlaget er en bredt anerkjent rapport fra konsultantselskapet BVG Associates, som oppgir kostnadsestimat for en standard offshore vindpark i Storbritannia. Rapporten er publisert på vegne av The Crown Estate og the Offshore Renewable Energy Catapult. The Crown Estate forvalter havbunnen rundt Storbritannia, mens Offshore Renewable Energy Catapult er Storbritannias ledene teknologi-, innovasjons- og forskningssenter for fornybar energi (BVG Associates, 2019). Rapporten ble publisert i 2019, og oppdatert på nettsiden i 2022 (BVG Associates, 2022). BVG Associates er et konsultantselskap spesialisert i strategi innenfor fornybar energi. I arbeidet med masteroppgaven har vi fått bekreftet dette som en relevant kilde fra flere hold, som representanter fra NVE via mailkorrespondanse, samt konsortiene vi har vært i kontakt med.

Det oppgitte datagrunnlaget er basert på flere forutsetninger, og det har derav vært behov for å justeringer. For å justere dataene benyttes en konsulentrapport fra Thema Consulting og Multiconsult publisert på vegne av Olje- og Energidepartementet i 2021, tilsendte kostnadsestimater via mailkorrespondanse med NVE, og informasjon fra intervjuer innhentet kvalitativt.

#### *Kvalitativ data*

Kvalitativ primærdata er hovedsakelig innhentet gjennom semi-strukturerte intervjuer. Vi har gjennomført intervjuer med representanter fra to av konsortiene som søker konsesjon for utbygging av SNII som presentert i tabellen under. I tillegg til et intervju med en representant fra SINTEF. Sistnevnte var i hovedsak for å få forståelse for bransjen, mens resultatene fra de to andre benyttes direkte i analysen. Vi hadde først oppstartsmøter med konsortiene, for så å avholde semi-strukturerte intervjuer i andre omgang. Intervjuene har gitt oppgaven en verdifull innsikt i bransjen og gjort det mulig å tilpasse kostnadsestimater og de strategiske valgene for utbyggingen av feltet.

Konsortium	Norseman Wind AS	Norsea Group for Ventyr Energy AS
Navn	Atle Beisland	Morten Magnussen
Stilling	CEO	Prosjekt direktør, fornybar energi
Dato	09/09-22 & 21/10-22	18/10- 22 & 09/11-22
Varighet	30 min & 60 min	40 min & 50 min
Gjennomføring	Teams	Teams

Figur 5: Intervjuobjekter

For å avholde de semi-strukturerte intervjuene utarbeidet vi en intervjuguide. Oversikten er vedlagt, og inneholder en liste som viser tema og spørsmål i intervjuet. Semi-strukturerte intervjuer innebærer at intervjuer tar utgangspunktet temaene, men at rekkefølgen kan variere og at nye spørsmål kan dukke opp. Vi valgte denne formen for intervju ettersom at havvind er en kompleks bransje og et intervju vil kunne dra nytte av en kombinasjon av struktur og fleksibilitet.

Intervjuguidens innledning hadde til hensikt å gi en innføring i hvem vi er, hensikten med intervjuet og forskningsprosjektet vårt. I tillegg ønsket vi å høre om det var mulig å ta lydopptak av intervjuet. Begge informanter samtykket til dette. Dette forenklet datainnsamlings- og analysearbeidet, ettersom at intervjuene kunne transkriberes. Den neste delen i intervjuguiden var introduksjonsspørsmålene, som hadde til hensikt å samle inn bakgrunnskunnskaper om informanten. Den største andelen av intervjuguidene er knyttet til nøkkelspørsmålene. Nøkkelspørsmålene i intervjuguiden er basert på viktige egenskaper ved markedet og

konsortiet. Formålet var å få en dypere forståelse for de strategiske valgene, rammene og økonomien for konsortiene som søker konsesjon. For å sikre at informantene gikk i dybden valgte vi å legge til underspørsmål.

Vi kom i kontakt med aktuelle informanter ved å sende ut e-post om studien til konsortiene som søker konsesjon. Etter en gitt tid fikk vi tilbakemelding fra de aktuelle informantene om de ønsket å bidra eller ikke. For de informantene som ønsket å delta, avtalte vi videre når og hvordan intervjuet skulle foregå. Alle intervjuene ble holdt over Teams, og vi sendte i forkant ut intervjuguiden slik at informantene kunne forberede seg.

Videre, for kvalitativ analyse har vi også benyttet sekundærdata fra forskningsartikler, konsortienes nettsider, nyhetsartikler, høringsforslag og hørings svar.

### 3.3 Evaluering av datamaterialet

Det vil videre være viktig å evaluere studiens kvalitet. For å vurdere kvaliteten på studien brukes reliabilitet og validitet som vurderingskriterier.

#### *Reliabilitet*

En vurdering av studiens reliabilitet innebærer om den er repeterbar og konsistent. Kvalitative intervjuer gjenspeiler virkeligheten på det tidspunktet dataen ble samlet inn, og tilrettelegger således ikke for repeterbarhet. Likevel, gjennom å forklare forskningsdesign, valg av strategi, metoder og hvordan data har blitt samlet inn, kan det etableres en forståelse for gjennomføringen og resultatene. Vi har fokusert på å være åpen om prosessen, og begrunnet valgene vi har tatt. Vedrørende den kvantitative analysen går vurderingen ut på om parameterne i lønnsomhetsanalysen er målt riktig. For å styrke reliabiliteten i lønnsomhetsberegningene har vi vært åpne om hvordan vi har kommet frem til de ulike kostnads- og prisestimatene.

#### *Intern og ekstern validitet*

Intern validitet omhandler i hvilken grad funnene kan tilskrives det utvalget som er undersøkt i studien, samt om man måler det man har til hensikt å måle. I dette tilfelle handler det om vi har fått med de riktige parameterne i markeds- og lønnsomhetsanalysen. Kvantitative beregninger er basert på kostnadsoversikten fra BVG Associates, i tillegg til annen litteratur.

For å styrke den indre validiteten har vi benyttet intervjuer for å avdekke hvilke faktorer som påvirker lønnsomheten i størst grad og hvordan disse påvirker lønnsomheten.

Ekstern validitet handler om i hvilken grad det er mulig å generalisere funnene til andre relevante kontekster. Innen kvalitativ forskning vil det være utfordrende å gjøre generaliseringer. Ettersom at utvalget vårt består av to konsortier som enda ikke er i drift, kan utvalget anses lite representativt og dermed svekke generaliserbarheten. Kvalitative studier har en viss form for overførbarhet ved å gi en fullstendig beskrivelse av forskningsspørsmål, design, kontekst, funn og tolkninger. På den måten vil andre forskere kunne designe lignende forskningsprosjekt i en annen setting. Vi hatt fokus på å være åpne om forskningsprosessen og redegjort for våre valg, hvilket kan øke mulighetene for overførbarhet.

### 3.4 Overordnet rammeverk for analysen

Sørlige Nordsjø II analyseres som et prosjekt, under et overordnede rammeverk for prosjektlønnsomhetsanalyse bestående av tre faser; 1) den kreative fase, 2) den tekniske fase, og 3) den kommuniserende fase.

Den kreative fase kartlegger alternativer og hvordan markedet forventes å utvikle seg. Det er viktig å vurdere om prisene som observeres i markedet er representative for det tilbudet virksomheten kommer med (Bjørnenak, 2019). Det må vurderes hvorfor prisene er som de er, hvordan kapasiteten i markedet er, om det er andre potensielle inntrengere, og generelt den forventede utviklingen i markedet. Den kreative fase skal sette reelle alternativer å regne på og gi et bilde av markedsutsiktene i det markedet virksomheten skal inn i (Bjørnenak, 2019).

I den tekniske fase skal det settes tall på de reelle alternativene. For inntekter må det gjøres forutsetninger om hva som er realistisk, og for kostnader må det skilles ut hva som er direkte betalbare driftskostnader (Bjørnenak, 2019).

Den kommuniserende fase handler om å kommunisere lønnsomheten til de som skal fatte beslutningene. Det er viktig å få frem hvilke alternativer som er diskutert og analysert, hvilke forutsetninger som er tatt og hvordan resultatene påvirkes av disse (Bjørnenak, 2019). Sensitivitet i forhold til usikre parametere bør også fremgå.

## 4. Kontekst

Formålet ved dette kapitlet er å gi en innføring av bransjen. Vi starter med en introduksjon av havvind i Norge, deretter feltet og konsortiet vi skal analysere. Videre presenteres komponentene som utgjør en havvindpark, og til slutt følger et delkapittel om grunnleggende vindteori.

### 4.1 Havvind i Norge

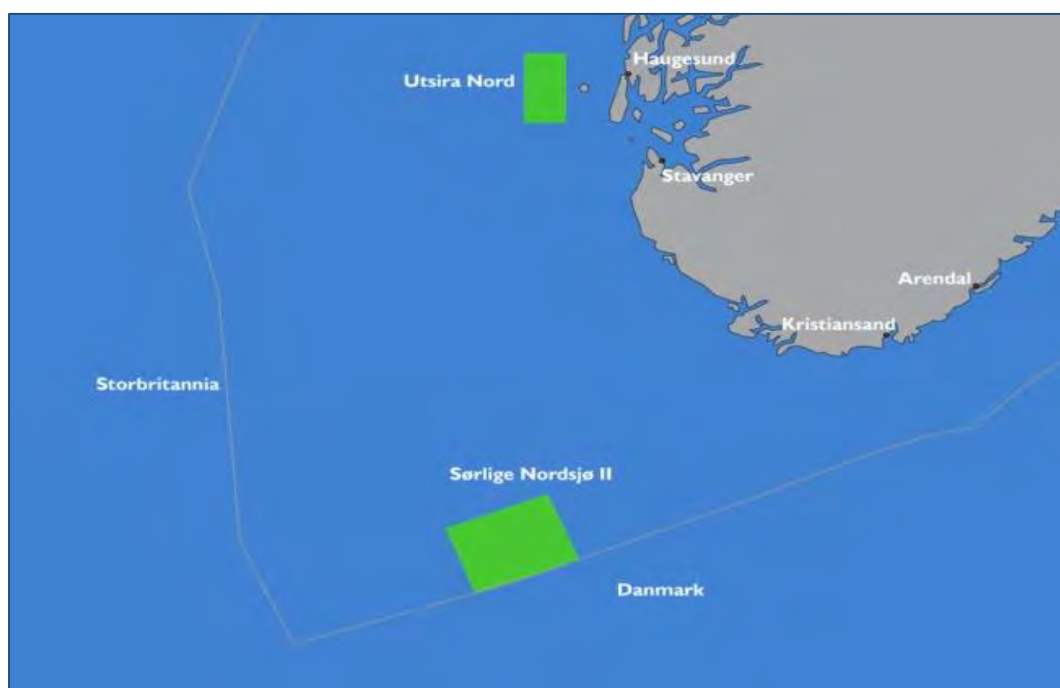
Elektrisitetsbehovet i Norge er stadig økende, og det er behov for store mengder for at landet skal nå sine satte klimamål og være i tråd med resten av Europas ambisjoner (Malknes Hovland, 2022). Dette gjør at Norge med sine ressurser forventes å bidra gjennom å øke kraftproduksjonen. Regjeringen åpnet i 2020 for at det kan søkes konsesjon for å bygge havvind på feltene Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord (Regjeringen, u.d.). Norge har betydelige landarealer, men havområdene er fem ganger større enn landområdene, og i tillegg er Nordsjøen og norsk kontinentalsokkel blant verdens beste vindressurser (Equinor, u.d.). Det er store ubenyttede områder i Nordsjøen som har gode utviklingsmuligheter innenfor havvind. Regjeringen har satt som mål at det skal deles ut konsesjoner for 30 GW havvind innen 2040 i Norge (Hovland K. , 2022). Dette gjør at Norge har utsikter til å ta en ledende posisjon i utviklingen av havvind de neste årene.

Norge har verdifull erfaring med landbasert vindkraft, helt tilbake til 1986 da landets første vindkraftverk på land ble bygget. Daværende kapasitet lå på 55 kW, mens ved inngangen av 2022 var det 64 vindkraftverk i drift med en samlet effekt på 15,4 TWh (Olje- og Energidepartementet, 2022). Konsesjonsbehandlingen av landbasert vindkraft har vært stanset siden 2019, og det er dermed lite sannsynlig at det blir noe nevneverdig utbygging frem mot 2030. Omfanget av vindkraft etter 2030 er svært usikkert og vil kreve mye reinvesteringer i eksisterende vindkraftkapasitet (NVE, 2021). Vindkraftverkene på land har møtt mye motstand av både lokale, og nasjonale politiske føringer, og det har dermed blitt naturlig å bevege seg fra land til hav for å ta del i det grønne skiftet (Stavangeraftenblad, 2022).

Havvind er en utslippsfri form for kraftproduksjon og kan ha et forholdsvis lavt naturavtrykk dersom det bygges på naturens premisser (WWF, u.d.). Det vil være en forutsetning at utbyggingen av havvind ikke vil gå på bekostning av fiskeri, skipsfart og at miljø og at samfunnsinteresser blir hensyntatt (Olje- og Energidepartementet , 2022).

#### 4.1.1 Sørilige Nordsjø II

Sørilige Nordsjø II er ett av de to feltene som regjeringen har åpnet for utbygging av havvind (Regjeringen, u.d.). Området ligger på norsk kontinentalsokkel, ved grensen til dansk farvann. Totalt er området på 2591 km<sup>2</sup>. Feltet har svært gode vindforhold med en snittvind på 10,5 m/s, det ligger langt fra land, 200 km og har gjennomsnittsdypde på 60 meter (Offshorewind.no, u.d.). Til sammenligning er verdens dypeste bunnfaste felt under utbygging per i dag Seagreen utenfor Skottland, med havdybder opp til 59 meter og en avstand på 27 km fra land (Seagreen, 2022).



Figur 5: Havvind i Norge (Øystese, 2021)

Det er besluttet at Sørilige Nordsjø II skal bygges ut i to faser, hvor hver av fasene vil være på 1500 MW hver. Regjeringen regner med at på årlig basis vil produseres rundt 7 TWh kraft. Dette tilsvarer strømbehovet for 460 000 husholdninger og 4,5% av norsk kraftproduksjon i et normalår (Bjørnestad, 2022). Feltets sentrale plassering i Nordsjøen med omtrent lik avstand til Norge, Storbritannia og Danmark tilrettelegger for kraftutveksling mellom disse landene (Statnett, 2022). Tabellen under gir en oppsummering av sentrale opplysninger for feltet.

	SNII
Gjennomsnittsdypde (m)	60
Distanse fra kontaktpunkt på land (km)	200
Størrelse på park (MW)	1500
Snittvind (m/s)	10,5
Gjennomsnittlig, signifikant bølgehøyde (m)	2,1
Høyeste, signifikante 50-årsbølge (m)	12,2

Figur 6: Parametere for Sørlege Nordsjø II (Statnett, 2022) (NVE, 2012)

I intervju uttalte Morten Magnussen, prosjektdirektør innen fornybar energi hos Norsesea Group AS at «Sørlege Nordsjø er ingen rett frem havvindpark å bygge» (Magnussen, 2022). Han begrunnet dette med at «Bunnfast teknologi er ansett som moden da det er mye bygget ut i Europa, men Sørlege Nordsjø II er den dypeste bunnfaste lokasjonen i verden. Det er aldri bygget ut en vindfarm som er så stor (i GW), på dette vandyp, og heller ikke så langt fra land» (Magnussen, personlig kommunikasjon, 09. november 2022).

#### 4.1.2 Norseman Wind AS

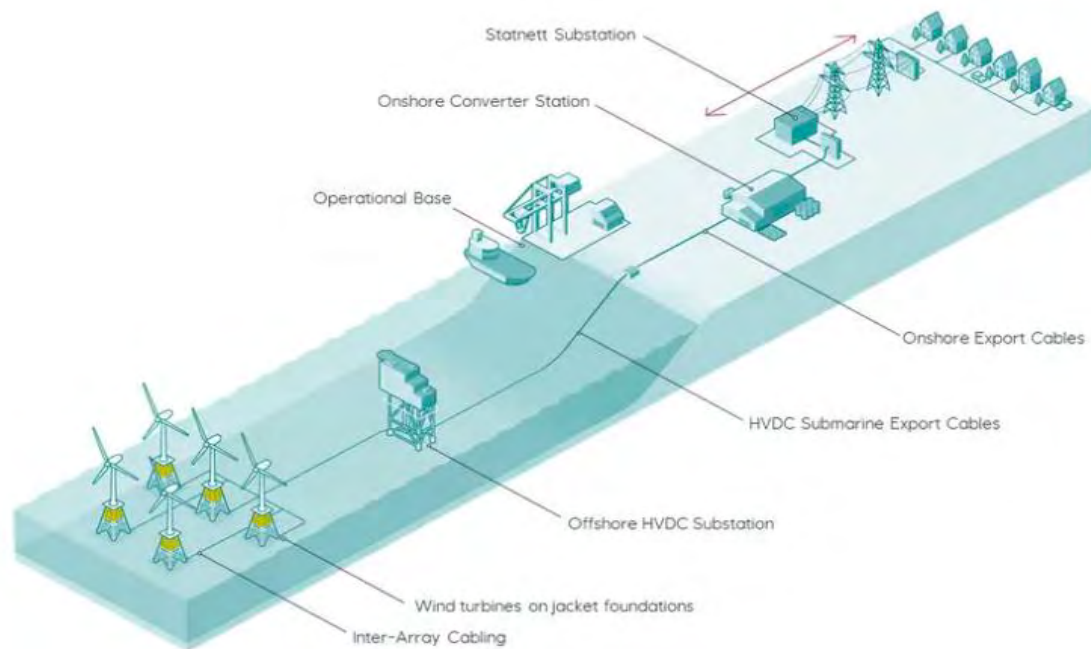
Et av konsortiene som ønsker å bygge ut feltet er Norseman Wind AS, med det tyske energiselskapet EnBW er hovedeier. Det tyske selskapet har bred erfaring med utvikling av vindparker (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022). EnBW har utviklet, designet og konstruert vindparker i over 10 år og har utviklet to vindparker i Østersjøen og tre vindparker i Nordsjøen (EnBW, u.d.)

NorgesGruppen er gjennom ASKO fornybar også registrert som eiere og ønsker å bygge kraft for å dekke inn eget kraftbehov. Målet til NorgesGruppen er få tak i nok ren energi til å erstatte hele NorgesGruppen sitt forbruk. Dette er en del av NorgesGruppen sin ambisjon om å bli klimanøytral i egen virksomhet innen 2030, og i tillegg til vindkraft satser NorgesGruppen nå også stort på solceller og hydrogen (NorgesGruppen, 2020). Aker Solutions skal levere fundamenter, plattform og bistå med installasjonen. Videre skal Hitachi Energy levere HVDC teknologi, og NOV er verdensledende leverandør av løsninger for offshore installasjoner. Avslutningsvis vil Energy Innovation, OSM og Seafront Group skal bygge baser for drift, vedlikehold og logistikk i Rogaland og Agder. Hovedkontoret for utbygging vil ligge i Kristiansand (Norseman, u.d.) (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022).



## 4.2 Offshore vindsystemer

Havvindparker er omfattende systemer bestående av vindturbiner til havs som står for selve kraftproduksjonen, off- og onshore konverteringssystemer for den produserte strømmen, en operasjonell base, samt kabler for overføring og påkobling til strømnettet. En oversikt over disse hovedelementene er illustrert i figur 1, og i det følgende vil de beskrives nærmere.



Figur 7: Infrastruktur Sørliche Nordsjø II (Equinor, u.d.)

### 4.2.1 Turbiner, fundament og internt kabelnett

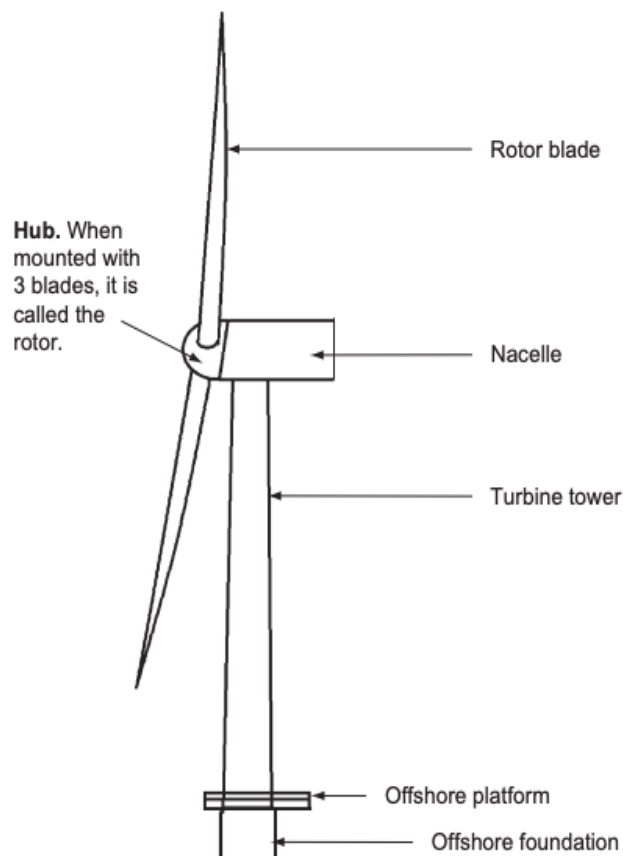
#### *Vindturbin*

Vindturbiner kan deles opp i tre hovedkomponenter; rotor, maskinhus og tårn. Rotoren består normalt av tre rotorblader med lengder mellom 80-110 m. Disse er festet til en drivaksel som dreies rundt av trykkforskjeller som oppstår mellom for- og baksiden av rotorbladene når vinden blåser (NVE, 2022). Rotoren inkluderer også systemer for overvåking og justering av vinkelen på bladene etter vindforhold og ønsket produksjon (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).

Rotoren er festet til maskinhuset hvor rotasjonsenergien omformes til elektrisk energi med en generator (NVE, 2022). De fleste vindturbinene i Norge inkluderer en girkasse som gjør at

generatorens effekt blir mindre avhengig av turbinens størrelse og omdreinings hastighet. Maskinhuset består også av komponenter som tilpasser elektrisitetens spenningsnivå og frekvens før videre overføring. Det er i tillegg diverse overvåkningssystemer som støtter driften av turbinen, og det må være tilrettelagt for at personell har tilgang til maskinhuset for å gjennomføre drifts- og vedlikeholdsoppgaver (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).

Maskinhuset og rotoren er plassert på toppen av tårnet. Tårnet inneholder kontrollpanel for utstyr for vedlikeholds- og kontrolloppgaver, i tillegg til utstyr slik at personell eller nødvendige komponenter skal kunne fraktes opp til maskinhuset (Thema Consulting & Multiconsult, 2021). Tårnet er plassert på et overgangsstykke som tilhører fundamentet og sørger for tilstrekkelig avstand mellom tårnet og vannoverflaten. Overgangsstykket har også stiger og fortøyningsplass for båter for å gi adgang turbinene (eSubsea, u.d.). En standard vindmølle til havs er illustrert i figuren under.



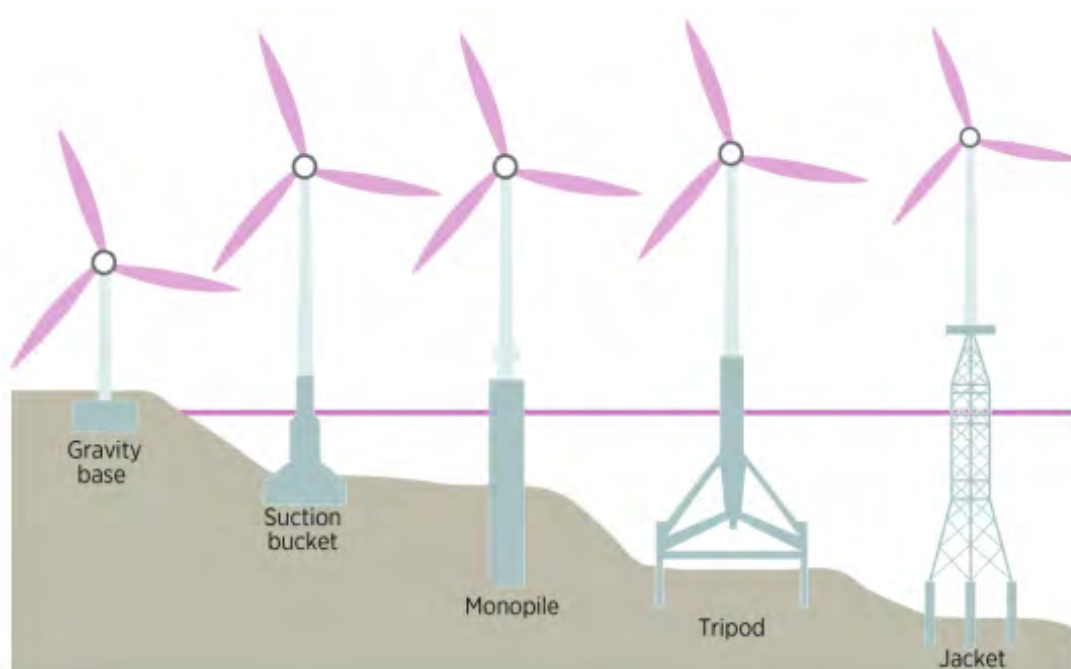
Figur 8: Offshore vindturbin komponenter (Thomsen, 2012)

## Fundament

Turbinen bæres av et fundament, som enten er direkte installert på havbunnen eller er flytende med forankring. Bunnfaste fundamenter installeres i dag på opptil 60 meters dyp, hvor større vanddybder medfører økte kostnader. Flytende fundament er egnet for større havdyp, men er en mindre moden teknologi. (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).

### Bunnfaste teknologier

En oversikt over forskjellige typer bunnfast fundament er vist i figuren under, som også illustrerer dybdeegenskapene til fundamentene. De vanligste typene er monopæl, tyngdekraft baserte fundamenter og jacket (eSubsea, u.d).



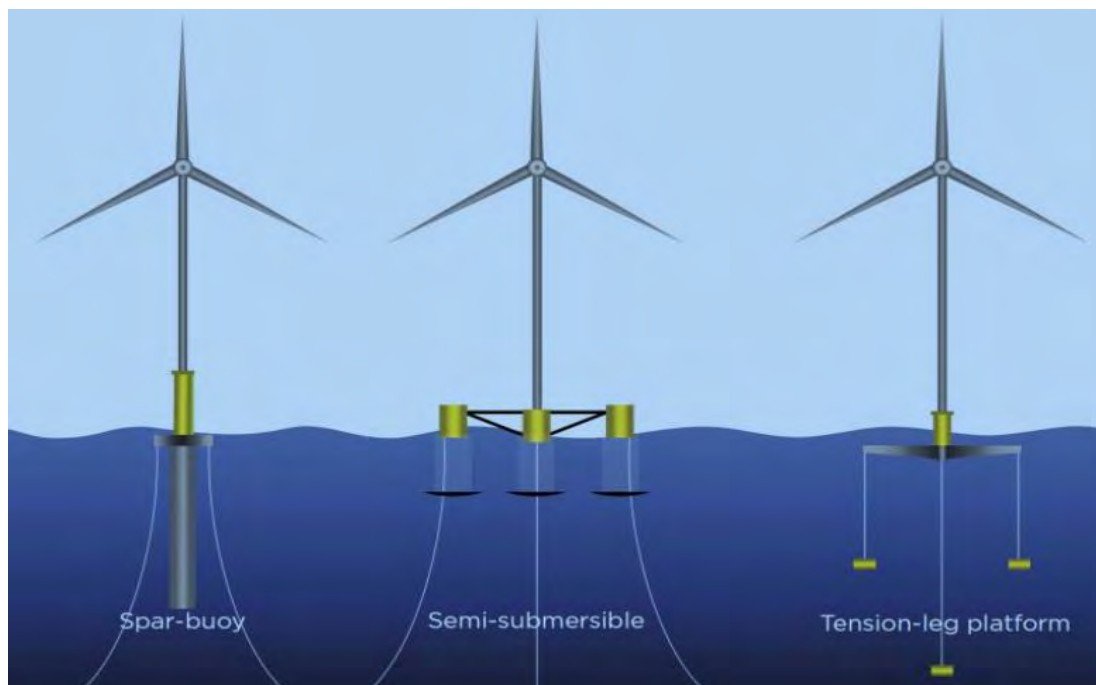
Figur 9: Strukturer for bunnfast fundament (Thema Consulting & Multiconsult, 2021)

Monopælfundament er den vanligste typen fundament, og består av en stålpile som bores ned i havbunnen (Thomsen, 2012). Denne installeres i dag på opp til 40 meters dyp (Thema Consulting & Multiconsult, 2021). Jacket-fundamentet er den nest mest vanlige, og installeres på større dyp mellom 30 og 60 meter. Fundamentet er en stålkonstruksjon som står på flere ben boret ned i havbunnen og er på grunn av dette designet bedre egnet til å håndtere store bølger. Sammenlignet med monopælen er jacket-fundamentet enklere å installere på hard havbunn fordi pælene er mindre, og dersom havbunnen er myk vil også vekten på havbunnen fordeles bedre (Thema Consulting & Multiconsult, 2021). Tyngdekraftbaserte fundament består

vanligvis av en kjegleformet eller flatbunnet struktur av betong som ikke er festet i havbunnen, men som sikrer stabilitet mot bølger og tidevann gjennom dens egenvekt (Thomsen, 2012). Denne typen fundament plasseres vanligvis i grunnere vann på rundt 10 meter (Thema Consulting & Multiconsult, 2021). I tillegg til dybdeelementet er også bølgehøyde og styrke viktig å hensyn ta i valg og designprosessen (Thomsen, 2012). Uansett type fundament er det behov for erosjons- og korrosjonsbeskyttelse.

### Flytende teknologier

Flytende teknologi åpner muligheter for å realisere havvindprosjekter på vanddybder over 60 meter. Flytende havvind er per nå ikke konkurransedyktig på lik linje med bunnfast fundament, men det forventes at storskala flytende havvind vil komme i drift i kommende årene. Flytende fundament kan deles inn i tre kategorier; sparbøye, halvt nedsenkbart fundament og strekkstagplattform som illustrert under (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).

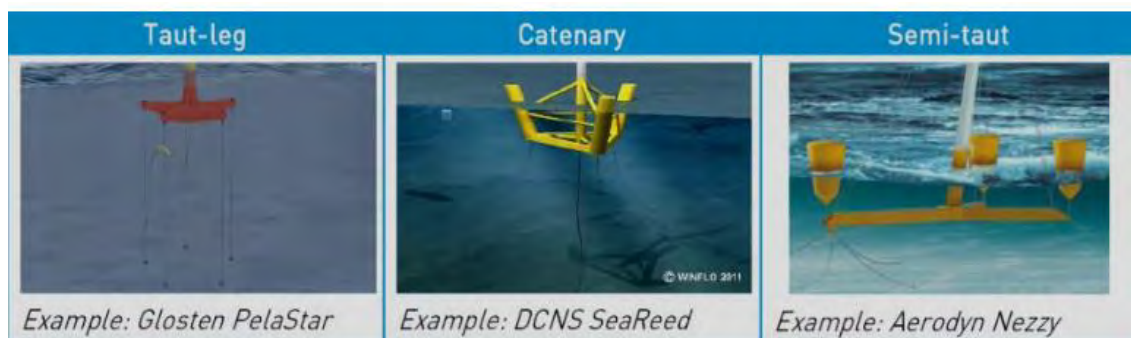


Figur 10: Strukturer for flytende fundament (Thema Consulting & Multiconsult, 2021)

En av fordelene ved flytende fundamenter er at type bunnforhold mindre relevant og miljøpåvirkning er forventet mindre. Dette fører til at det i større grad vil være mulig å standardisere produksjonen og drive produksjon i storskala, som kan lede til kostnadsreduksjoner. Det vil også bortfalle en del kostnader som følge av besparelser når det

kommer til frakt med enorme fartøy for vedlikehold, ettersom at turbinene kan slepes i land for mer omfattende vedlikehold (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).

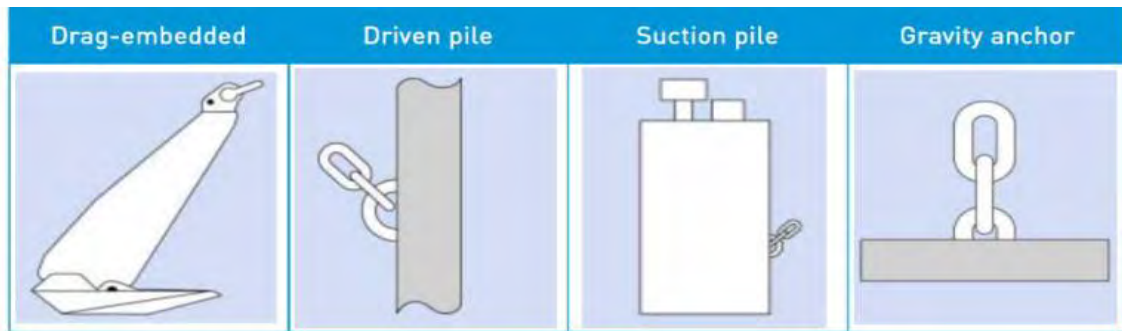
Det flytende fundamentet har behov for fortøyning, og det finnes tre ulike fortøyningssystemer som vist i figuren nedenfor.



Figur 11: Fortøyning, flytende fundament (Thema Consulting & Multiconsult, 2021)

De ulike fortøyningsmulighetene er vertikal strekkstagsfortøyning, slakke catenary fortøyningslinjer og slakke vinklende liner. Hvilken form for fortøyning som benyttes er avhengig av type flytende fundament. Det er som regel strekkstag som brukes sammen med flytende strekkstagsfundament, og slakke catenary fortøyningslinjer som brukes sammen med sparbøyer og halvt nedsenkbare fundamenter (Subbulakshmi et al., 2022). De ulike fortøyningsmulighetene er ulike ved at de påvirker havbunnen ulikt, hvor krevende de er å installere, samt bevegelse i fundamentet. Per nå er teknologien moden for installasjon ned til 1300 meter havdyp. (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).

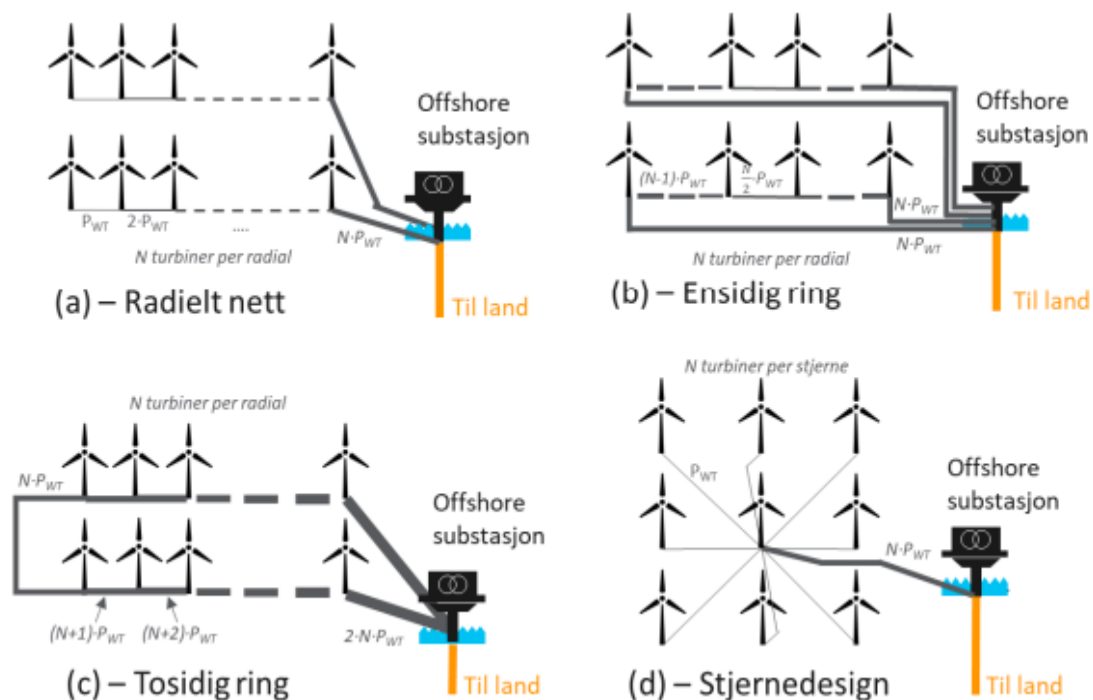
Til slutt skal det flytende fundamentet forankres, og det finnes fire ulike type anker som vist under. Hvilket anker som brukes bestemmes ut ifra bunnforhold, fordøyningssystem og vekten ankeret tåler (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).



Figur 12: Forankring, flytende fundament (Thema Consulting & Multiconsult, 2021)

### Internt kabelnett

Et internt kabelnett knytter sammen strømmen produsert av turbinene. Designet tilpasses det enkelte kraftverk, og turbinavstanden avhenger av rotordiameter. Bak rotor oppstår det turbulens, så dersom man plasserer neste turbin for nærme vil den ikke produsere optimalt. På den andre siden vil for stor avstand medføre unødvendig stort arealbeslag og unødvendig høye kostnader til internt kabelnett. På land er det vanlig å plassere turbinene med en avstand på minst seks til åtte ganger rotordiameter i dominerende vindretning. På tvers av dominerende vindretning kan avstanden være noe lavere. En oversikt over vanlige strukturer er illustrert under. (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).



Figur 13: Strukturer for interne kabelnett (Thema Consulting & Multiconsult, 2021)

Strukturen øverst til venstre, (a), krever minst kabellengde og er enkelt å kontrollere. Ulempen er at ved feilhendelser risikeres det at all produksjon må stanses inntil feilen er rettet. Den neste, (b), er bedre dimensjonert for å sikre oppetid ettersom at den inkluderer en ekstra forbindelse til offshore trafostasjonen. Struktur (c) sikrer oppetid med færre kabelkilometer enn (b), men alle kabler er til gjengjeld dimensjonert med dobbelt så høy kapasitet som i (a) og (b). Til slutt gir (d) høy grad av sikkerhet ettersom at feil på turbinkabler kan isoleres. (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).

#### 4.2.2 Off- og onshore overføringssystem

Den produserte elektrisiteten skal så overføres fra det interne kabelnettet til en offshore stasjon, videre til en onshore stasjon og til slutt ut til forbrukerne. Infrastrukturen til overføringssystemet vil avhenge av om det benyttes vekselstrøm (AC) eller likestrøm (DC) som overføringsteknologi. Hvilken teknologi som er passende med hensyn til teknologiske egenskaper og kostnadsbildet, vil avhenge av det spesifikke prosjekt. En high-voltage alternating current (HVAC) overføringsstruktur består av en transformatorstasjon til havs, en kabel eller kabler til land og en stasjon på land. En high-voltage direct current (HVDC) overføringsstruktur vil i tillegg kreve omformerstasjoner til havs og til lands. (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).

#### *Trafo- & omformerstasjon*

Begge overføringsstrukturer vil som nevnt kreve transformatorstasjoner. Transformatorstasjoner transformerer spenningen i et elektrisk kraftsystem fra ett spenningsnivå til et annet. Det ikke nødvendigvis behov for transformator på land dersom spenningen heves i installasjonen til havs, men det er uansett behov for oppkobling på nett på land i et eksisterende eller nytt koblingsanlegg. Stasjonen til havs vil inneholde innføring av kablene fra vindturbinene for transformering av spenningen til valgt nivå for overføringen til land. I tillegg kommer kontrollrom, helikopterplattform, brannvernanlegg og hjelpeanlegg i tilfelle bortfall av spenning fra land (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).

I en HVDC-overføring er det nødvendig med omformerstasjoner til havs og til lands, som kommer i tillegg til transformatorstasjoner. Omformerstasjonen enten likeretter eller veksleretter strømmen. Til havs er plass kostnadsdrivende og dermed kan en omformerstasjon på 800-1200 MW til havs forventes å legge slag på omtrent 2 500 kvadratmeter, mens

tilsvarende på land er i størrelsesorden opp mot 9 600 m<sup>2</sup> (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).

### *Økonomisk sammenligning av HVAC og HVDC*

I kostnadsvurderingen av HVAC og HVDC inngår både investeringskostnader og systemtap. HVAC har historisk vært den foretrukne teknologien for kraftoverføring ettersom at det er enkelt å transportere spenningen til høyere spenningsnivåer. Når samme effekt overføres på et høyere spenningsnivå gir det lavere strøm og lavere overføringstap. HVDC-overføring med omformerstasjoner er som regel dyrere og forbundet med høyere tap sammenlignet med transformatorstasjoner for HVAC. Imidlertid kompenseres dette av lavere kabeltap for DC slik at over en viss overføringslengde er de totale tapene i et HVDC-system lavere enn i en AC-overføring. Dette fører til en break even-avstand der kostnadene i prosjekter til havs ligger mellom 50 og 80 km, avhengig av prosjektspesifikasjoner. (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).

### *Kabler for nettilkobling – radial vs. hybrid*

En offshore vindpark kan kobles radially eller hybrid til strømmettet. Radial tilkobling er ilandføring av den produserte kraften, mens en hybrid tilkobling innebærer tilknytning og overføring mellom flere land (NVE, 2021). Hybride tilkoblinger kan også knyttes til andre installasjoner som energiøyer eller petroleumsinstallasjoner. Fordelen med slike hybridprosjekter er at de muliggjør handel mellom land, i tillegg til å gi flaskehalsinntekter (NVE, 2021). Flaskehalsinntekter oppstår når kraft overføres mellom områder med forskjellig kraftpris (Statnett, 2022). En slik hybrid tilkobling til Norge medfører imidlertid en forventning om økte strømpriser, hvilket medfører tap for norske konsumenter og økt verdi for strømprodusenter. Nettilkobling er således et politisk spørsmål, hvor en del av debatten omhandler nettopp faren for økte strømpriser, og et ønske om å styrke landets kraftbase (Spence, 2022). Ulike faktorer ved dagens teknologi, og samspillet med systemet på land, legger også føringer for hva som i første omgang vil være teknisk rasjonelt å bygge. En mulighet er å bygge radial, for så å utvide den til en hybrid. Dette forutsetter at radialen er klargjort, hvilket gir betydelig økte kostnader sammenlignet med å bygge en vanlig radial (Statnett, 2022).



### *Supergrid i Europa*

Norge er koblet på et felles nordisk strømnett på land, som igjen koblet til resten av Europa. En mer langsiktig løsning vil være å utvide strømmettet som allerede finnes i Europa. Denne løsningen benevnes som supergrid (NVE, 2022). Dersom nettforbindelsen bygges videre ut kan flere aktører bidra med energi, hvilket medfører en mer forutsigbar produksjon. Utbygging av et HVDC-nett som skal knytte offshore vindparker og landene rundt sammen i et felles nett, er under vurdering og illustrert under (Thema Consulting & Multiconsult, 2021). Det finnes allerede punkt-til-punkt HVDC forbindelser i Nordsjøen, og et masket HVDC-nett i samspill med eksisterende HVAC-infrastruktur vil gi effektiv transportering av fornybar energi.



*Figur 14, Utvidet strømnett i Europa (Zarazua de Rubens & Noel, 2019)*

Teknologien for det maskede likestrømnettet er allerede eksisterende, men det er svært få leverandører og manglende driftserfaring fra systemene. Videre er det essensielt at det utarbeides et felles regelverk og avklares hvem som er systemansvarlig for nettet. Det pågår for tiden et omfattende arbeid vedrørende dette på EU-nivå. I november 2020 la EU-kommisjonen frem en strategi for å sørge for at fornybar energi til havs blir en viktig del av Europas energisystem innen 2050. Et masket likestrømsnett i Nordsjøen er en viktig komponent i denne strategien (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).

For å oppsummere vil de viktigste komponentene for en havvind park på Sørlige Nordsjø II være vindturbin, bunnfast fundament, internt kabelnett, i tillegg til on-og offshore overføringssystem med radial tilknytning.

### 4.3 Vindteori

Denne delen omhandler relevant vindteori for analysen. Først vil vi gjennomgå elektrisitetsproduksjon fra vindturbinen etterfulgt av kapasitetsfaktor.

#### 4.3.1 Elektrisitetsproduksjon fra vindturbin

Vindturbiner benytter energien i vind til å skape elektrisitet. Det er i hovedsak tre variabler som avgjør hvor mye elektrisitet en turbin kan produsere; 1) vindhastighet, 2) radius på rotorbladene og 3) luftfuktighet. Samlet kan output elektrisitet formuleres som ligningen kalt effektkurven:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p$$

P = elektrisitetsproduksjon

$\rho$  = luftfuktighet ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )

A = radius ( $\text{m}^2$ )

v = vindhastighet (m/s)

$C_p$  = elektrisitetskoeffisient.

Teoretisk sett er det funnet at vindturbiner maksimalt kan konvertere  $C_{pmax} = 59,3\%$  av den kinetiske energien fra vinden til mekanisk energi. Elektrisitetskoeffisienten varierer mellom vindturbiner, og har i den virkelige verden normalt verdier et sted mellom 0.35 og 0.45. (IEA, 2019)

Høyere vindhastighet øker elektrisitetsproduksjonen opp til grensen til hva turbinen er designet for å håndtere, normalt mellom 12-17 m/s. Sterkere vind opp mot 25 m/s kan øke sjansen for skade på rotor, og det er derav satt inn et bremsesystem som setter rotorbladene til stillestående i slike situasjoner. (IEA, 2019).

#### 4.3.2 Kapasitetsfaktor

Kapasitetsfaktor er det samme som brukstid, men angir brukstiden som prosentandel av året. Brukstid for maksimal effekt defineres som årlig energiproduksjon dividert med installert effekt. Kapasitetsfaktor er drevet av installert turbineffekt og produsert energi over et år (NVE, 2012).

$$\text{Brukstid (h)} = \frac{\text{Produsert energi over et år (MWh)}}{\text{Installert turbineffekt (MW)}}$$

## 5. Analyse

Analysen begynner med å identifisere og diskutere rammene for markedet, og snevres deretter inn på det aktuelle konsortiet. Dette innebærer strategiske og teknologiske valg tatt av konsortiet, som påvirker forutsetningene for kvantitative kostnadsberegninger. Deretter følger en presentasjon av livssyklus kostnader, LCOE og lønnsomhetsvurderinger. Sistnevnte inkluderer en gjennomgang i utvikling av strømpriser i Norge og Europa, et utvalg sensitivitetsanalyser, og til slutt et estimert årsregnskap som et tillegg til analysen.

### 5.1 Rammene for markedet

I dette delkapittelet vil vi starte med å analysere de makroøkonomiske omgivelsene i markedet ved hjelp av rammeverket «PESTEL». Deretter vil «Porters fem konkurransekrefter» benyttes for å vurdere konkurransesituasjonen i det aktuelle markedet.

#### 5.1.1 Analyse av makroøkonomiske omgivelser - PESTEL

Anvendelse av PESTEL gjennomgår de mest sentrale makroøkonomiske faktorer som vil påvirke den fremtidige utviklingen og lønnsomheten for konsortiet, konkurrenter og andre i markedet. Faktorene presenteres i den rekkefølgen som er ansett mest hensiktsmessig for analysen.

#### *Politiske forhold & Juridiske forhold*

Fornybar energi og havvind i særdeleshet er en sektor som er strengt regulert av myndighetene i Norge. Politiske og juridiske forhold vil i denne analysen være sterkt tilknyttet hverandre og vil derfor diskuteres sammen.

Myndigheten til å gi konsesjon til utbygging og drift av vindkraftverk til havs ligger hos Olje- og Energidepartementet (OED). Det er OED som mottar meldinger og søknader om vindkraft til havs. Videre er det NVE som bistår OED med faglige råd i konsesjonsprosessen, og som også har myndighet til å godkjenne detaljplaner for anleggene (NVE, 2022). Hovedregelen for etablering av anlegg er det først kan omsøkes etter en forutgående konsekvensutredning i statlig regi, med etterfølgende vedtak fra Kongen i statsråd om åpning av området for konsesjonssøknader (NVE, 2022) (Lovdata, 2021). Det er bred politisk enighet om utbygging av havvind i Norge, dermed er ikke utbyggingen av SNII avhengig av politisk stabilitet. (Havelin, 2022) (Malknes Hovland, 2022).

Auksjon er satt som hovedmodell for tildeling av arealet, og er i økende grad blitt benyttet til dette i bransjen (Jansen et al., 2022). Auksjonene allokere konsesjoner til utbygging og drift gjennom en anbudsprosedyre. Det finnes flere varianter auksjonsmodeller, alt fra prisbaserte kriterier og retten til å motta støttebetalinger (eksempelvis CfD), til mer kvalitative vurderinger. Både Storbritannia og Danmark som er blant landene som har satset mye på havvind, har i stor grad benyttet seg av CfD-auksjoner. Dette innebærer at budgiverne konkurrerer på pris for CfD-ene (Jansen et al., 2022). CfD tilsvarer en fastprisavtale på strøm, hvor det avtales utveksling av differansebeløpet mellom auksjonspris og markedspris (Jansen et al., 2022). Utformingen av auksjons- og støttemodellen for Sørlege Nordsjø II er på skrivende tidspunkt enda ikke avgjort, men tre konsultantselskaper har fått i oppdrag å bistå utformingen av auksjons- og støttemodellen for Sørlege Nordsjø II. Det er følgende konsultantselskaper som har fått oppdraget; Vista Analyse, Guidehouse og ProcurexDet (Regjeringen, 2022). Det kan derfor sies at det er myndighetene gjennom OED som setter rammene for hvordan utbyggingen av SNII vil foregå, og hvilken støtte som vil tilbys.

Vindkraftverk til havs som planlegges innenfor grunnloven vurderes av Energiloven, mens anlegg som skal bygges utenfor grunnlinjen vurderes av havenergiloven. Grunnlinjen innebærer området mellom de ytterste holmene og skjærene langs Norske kysten. Sørlege Nordsjø II vil dermed være regulert av havenergiloven. Lov om fornybar energiproduksjon til havs (havenerilova) har som formål å legge til rette for det juridiske grunnlaget for forvaltningen av fornybar energiproduksjon til havs (NVE, 2022) (Lovdata, 2021).

Regjeringen har i utgangen av september 2022 ytret et ønske om å øke den effektive grunnrenteskattesatsen på landbasert vindkraft til 40% fra januar 2023. Grunnrenteskatten vil gjelde alle landbaserte vindkraftverk som er konsesjonspliktige. Det vil dermed ikke være aktuelt for SNII eller andre havvindprosjekter på nåværende tidspunkt. (Revisorforeningen, 2022). Det kan imidlertid ikke utelukkes at konsesjonspliktige havvindprosjekter vil bli skattepliktig på lik linje med landbasert vindkraft i nærmeste fremtid (Sunde Valseth, 2022). Bakgrunnen for beskatningen er et stadig fallende kostnadsnivå for vindkraft samt vedvarende høye kraftpriser (KPMG, 2022).

### *Økonomiske forhold*

Økonomiske forhold i PESTEL-rammeverket omhandler hvordan økonomiske sykluser, valutakurser, inflasjonsnivå, rentekostnader og disponibel inntekt påvirker bransjen (Madsen & Grønseth, 2022).

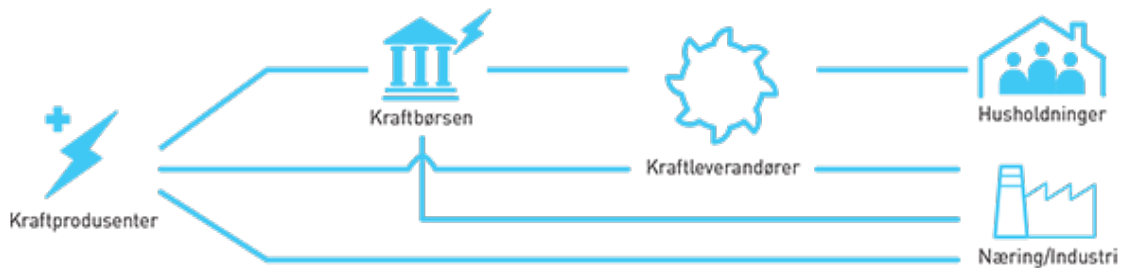
Offshore vindkraft kan anses å være sensitivt til usikre tider ettersom at bransjen krever store teknologiske investeringer. På den andre siden er etterspørselen etter fornybar elektrisitet økende, hvilket øker bransjens stabilitet. Leverandører som operer med annen valuta og inflasjonsjustering av de ulike havvindkomponentene vil også ha innvirkning på lønnsomheten. Det samme gjelder valg av lånefinansiering og påløpte rentekostnader. Tall fra SSB viser at utlån til ikke-finansielle foretak lå på 3,13% i 2020, 2,82% i 2021 og 4,03% hittil i 2022 (SSB, 2022). Vi forutsetter nominell rente videre i våre beregninger. Havvindprosjekter kan anses som risikofylte, hvilket kan tale for en høyere rente enn dagens snitt-nivå. På den andre siden finner en rapport utarbeidet av konsulentselskapet EY at det er en begynnende grønn utlånstrend, hvor flere banker og andre långivere nå tilbyr lavere rente på utlån til klimavennlige prosjekter og selskaper (Slengesol, 2020). Videre vil høyere energipriser vil gjøre havvind mer lønnsomt, og vi vil i det følgende gå nærmere inn på inntekter tilknyttet kraftproduksjon.

### *Inntekter tilknyttet kraftproduksjon*

Inntekter for kraftprodusenter er i utgangspunktet produktet av produksjon og strømpris. For å beregne inntekt kan man ta utgangspunkt i vindparkens årlige maks kapasitet i MWh, for så å multiplisere dette med parkens kapasitetsfaktor og strømpris (Osmundsen et al., 2021):

$$Inntekt_{\text{år}} = \text{kapasitet} * 1000 * (24 \text{ timer} * 365 \text{ dager}) * \text{kapasitetsfaktor} * \text{pris}_{\text{år}}$$

Elektrisitet generert av vindturbiner kan knyttes til et spesifikt elektrisitetsbehov som eksempelvis en bedrift, eller så kan den selges og distribueres over nettet. Salget av strøm kan gå til spotpris, eller til fastpris gjennom Power Purchase Agreements (PPA) (Thema Consulting & Multiconsult, 2021). Det er også muligheter for å selge til nettselskapene direkte, uten å gå via strømbørsen. (enerWE Partner, 2018). Denne verdikjeden er illustrert under.



Figur 15: Verdikjede for produsert kraft (Olje- og energidepartementet, 2022)

Kraftmarkedet har som formål å sørge for at ressursene blir utnyttet effektivt. Elektrisk energi skiller seg fra andre varer fordi det ikke egner seg til lagring, hvilket fordrer balanse mellom produksjon og forbruk til enhver tid. Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked, som igjen er en del av det europeiske kraftmarkedet med Nederland, Tyskland, Baltikum, Polen og Russland (NVE, 2022). De nordiske landene er integrert i et felles kraftmarked både fysisk og finansielt gjennom Nord Pool. Norge er også tilknyttet det europeiske kraftmarkedet gjennom børsen Nasdaq i Stockholm. Markedskobling skal føre til at kraften flyter i henhold til prisene og dermed gi en bedre utnyttelse av eksisterende nett og produksjonsressurser (Olje- og energidepartementet, 2022).

Kraftmarkedet kan deles inn i engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. I engrosmarkedet kjøpes og selges store kraftvolum, med aktører som kraftprodusenter, meglere, kraftleverandører og store industrikunder. Kraftleverandører handler på vegne av små og mellomstore sluttbrukere, mindre næring og industri. Sluttbrukermarkedet er den enkelte sluttbruker som inngår avtale om kjøp av kraft fritt fra en kraftleverandørene. I Norge består sluttbrukermarkedet av omtrent en tredel husholdningskunder, en tredel industri og en tredel mellomstore sluttbrukere, som hoteller og kjedebutikker. (Olje- og energidepartementet, 2022).

Hver dag beregner kraftbørsen Nord Pool systemprisen for kraft det kommende døgnet.. Systemprisen er felles for hele det nordiske markedet og fungerer som referansepris for prissetting av den finansielle krafthandelen i Norden. Produsentene melder inn hvor mye de ønsker å produsere til et gitt prisnivå, og som gjenspeiler den verdien produsentene mener produksjonen har. Sluttbrukerne melder hvor mye de vil bruke til ulike prisnivå. Prisen bestemmes av det som gir likevekt mellom tilbud og etterspørsel. (Olje- og energidepartementet, 2022). Etterspørsel varierer gjennom året, og avhenger av mange faktorer som temperatur, tid på døgnet, og diverse politiske faktorer. Når det blåser kraftig på SNII, vil

det blåse mye i resten av Nordsjøen også. Denne kannibaliseringseffekten medfører at prisene på havvind vil ligge noe under gjennomsnittsprisen (Osmundsen et al., 2021).

### Subsidier

Havvind er en kostbar teknologi og det er dermed aktuelt å diskutere subsidier. Subsidier er overføringer knyttet til næringsvirksomhet, ofte med formål om å holde prisene på en vare eller tjeneste nede (Gerhard, 2022). Det svært omdiskutert hvorvidt havvind bør subsidiere eller ikke. Flere av konsortiene som søker konsesjon ved Sørliche Nordsjø II ønsker å bygge uten subsidier, og at pengene heller skal gå til mer umoden teknologi som flytende havvind og koble vindparken som en hybrid (Hovland & Rustad, 2022). Regjeringen har på sin side sett det som aktuelt å subsidiere, med den begrunnelsen at de ønsker å unngå kabler til dyrere strømmarkeder (Hovland & Rustad, 2022).

Hensyntatt nettkostnader, eller Balance of Plant, finner Statnett det lite sannsynlig at en utbygging kan bli bedriftsøkonomisk lønnsomt uten subsidier. Hadde tilkoblingen imidlertid vært hybrid, kunne dette gitt utbyggerne en flaskehalsinntekt fra kraftutvekslingen. Siden en hybrid reduserer øvrige flaskehalsinntekter, gir dette en implisitt subsidiering fra nettkunder til utbyggere (Statnett, 2022).

### PPA- Power Purchase agreement

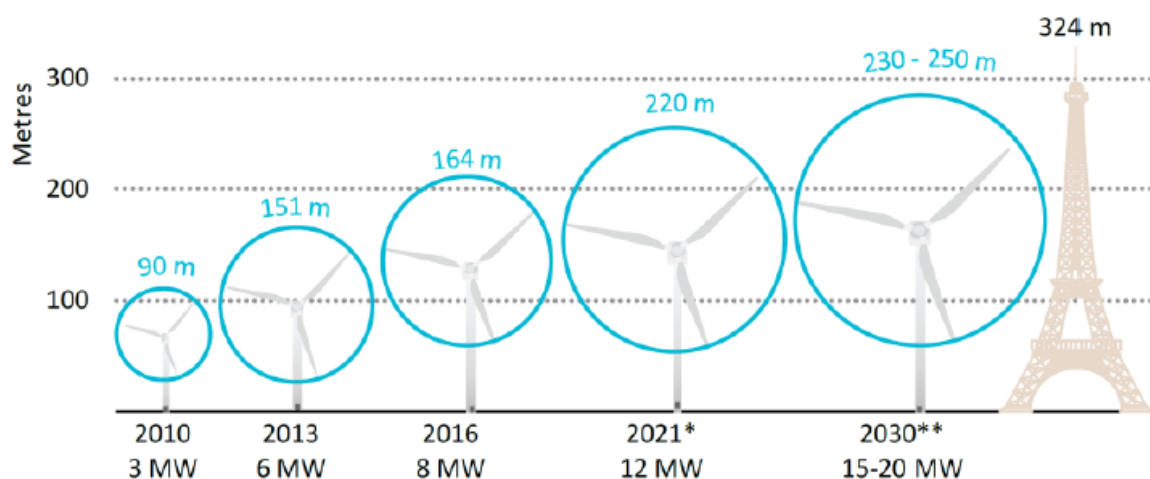
Kraftavtaler (PPA) kan tilsvarende som subsidier redusere den økonomiske usikkerheten spesielt fornybare kraftprodusenter kan stå overfor. Banker og investorer vil også kreve et visst nivå av inntekter. PPA kan dekke behovet forutsigbare inntekter, og de kommende årene vil det til stadighet kommet flere og nye varianter av PPA for å sikre fornybar energivest (Koch, u.d.). En variant særlig benyttet i Storbritannia og Danmark er som nevnt Contract of Differences (CfD). PPA i kraftbransjen vil som regel ha en varighet 5-15 år, og i Norge er Statkraft er ledende leverandør av både langsiktig og kortsiktige kraftavtale (Wist, u.d.).

### *Teknologiske forhold*

Det er ventet en reduksjon i turbinkostnader om følge av at turbinene i større grad sammenstilles på land. Dette bidrar til å redusere forsinkelser og ekstrakostnader grunnet værforhold. Utvikling i turbinkostnader er en av komponentene som IRENA (2016) regner med vil bidra mest til å redusere energikostnaden til havvind over levetiden. Turbinene får større produksjonskapasitet og blir mer pålitelige (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).



Lavere kostnader bidrar til å øke lønnsomheten ytterligere i årene som kommer (Statnett, 2022). Den globale LCOE for havvind (ikke hensyntatt nettkostnader) har falt fra NOK 1,57 /kWh i 2010 til NOK 0.98/kWh i 2020. I de mest proaktive landene er LCOE enda lavere, og det er bred enighet om at LCOE vil fortsette å falle. I hovedtrekk er større turbiner og storskala vindparker veien til videre redusert LCOE for vindkraft (Statnett, 2022). Det siste tiåret har det vært en betydelig utvikling i størrelsen på turbiner, hvor størrelsen på tårn og diameter for rotoren for den best tilgjengelige teknologien doblet som vist i figuren under.



Figur 16: Utvikling turbinestørrelse (Thema Consulting & Multiconsult, 2021; IEA, 2019)

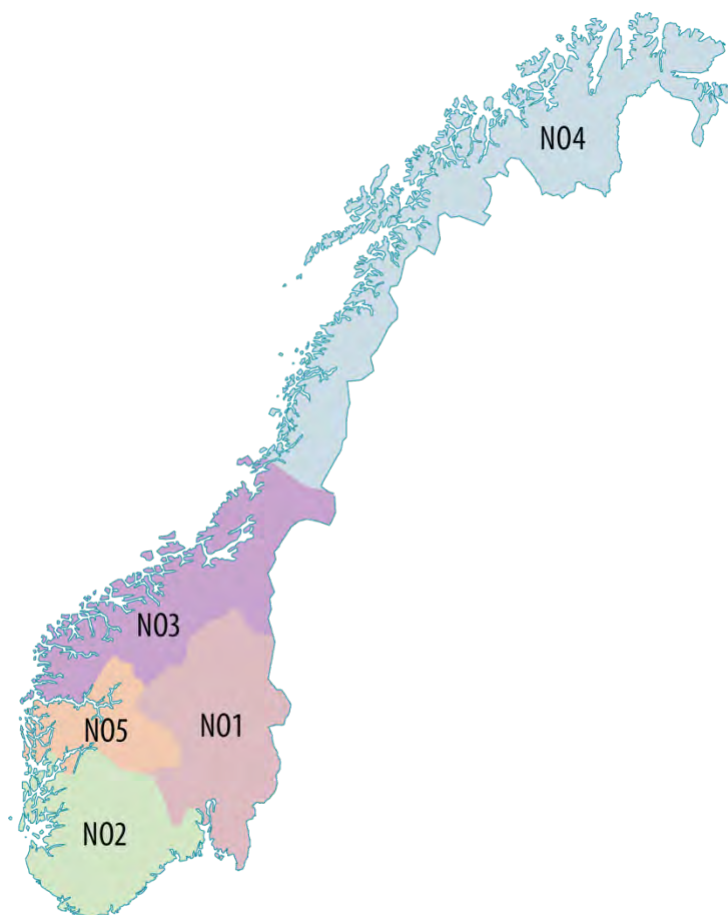
Design under utvikling i dag har tårn med høyde rundt 150m og rotordiameter oppimot 220m. Større design har bidratt til å øke produksjonskapasiteten til vindturbinene. Turbinene i dagens havvindprosjekter har en produksjonskapasitet på rundt 8-10MW, og de aller største turbinene under utvikling har en kapasitet på 15-20 MW (Thema Consulting & Multiconsult, 2021).

### Sosiale forhold

Landbasert vindkraft har historisk møtt mye motstand, mens Norges befolkning imidlertid er langt mer positive til havvind. Motstanden mot landbasert vindkraft det handler om langt mer enn høye kostnader, hvor hovedproblemet først og fremst ligger i motstanden mot å bruke store natur og landområder (Gregersen & Tvinnreim, 2019).

Et annet sosialt forhold av betydning for det aktuelle markedet er Norges inndeling i budområder. Norge er delt i fem budområder, hvor de ulike prisområdene er; Østlandet (NO1), Sørlandet (NO2), Midt-Norge (NO3), Nord-Norge (NO4) og Vestlandet (NO5) som vist i figuren under

(Olje- og energidepartementet, 2022). Årsaken til inndelingen er at det ikke lik tilgang på kraft i de ulike områdene, og at det ikke er mulig at strømmen flyter fritt mellom de ulike prisområdene. Der kraftbehovet er stort er ofte overføringskapasitet god, mens i områder der det ikke er behov for kraftutveksling er overføringskapasiteten desto dårligere (Statnett, 2022). Områder med underskudd har behov for å importere kraft, mens overskuddsområder har behov for å eksportere kraft. I de tilfellene det ikke er nok overføringskapasitet til importere/eksportere kraften oppstår flaskehalsen mellom områdene. I tillegg til å være et verktøy for balanse, bidrar områdepriser til å synliggjøre behovet for hvor det er mest gunstig å lokalisere ny produksjon eller nytt stort forbruk (Olje- og energidepartementet, 2022).



Figur 17: Ulike prisområdene i Norge (Oljedirektoratet, 2020)

### *Miljømessige forhold*

Videre påvirker havvind dyrelivet i sjøen, og allerede under bygging kan fiskearter som lever og gyter i området bli skadet. Når sprengningsarbeid igangsettes, kan mikroorganismer blir skadet og skremt. Bakgrunnsstøy fra turbinene og økt bruk av skipsfartøy i forbindelse med vedlikehold kan forstyrre dyrelivet i sjøen. Støynivået vil være høyest i byggefasen, før det reduseres i driftsfasen, men det vil være kontinuerlig støy. Strømkablene som går fra vindmøllene til land kan sende ut elektromagnetiske signaler som kan påvirke fisk som bruker magnetisme som orientering (de Jong, Wehde, & Kvamstø, 2022).

Videre er det er tydelige indikasjoner på at bunnfaste vindkraftanlegg tiltrekker seg marine arter, som vil reprodusere seg og skaffe føde i vindkraftanleggets område (De Jong & Wehde, 2020). Dette skjer da det dannes det rev gjennom vekst av alger og skjell på den bunnfaste teknologien, og det må nevnes at slike rev kan være et springbrett for spredning av fremmedarter (de Jong, Wehde, & Kvamstø, 2022). Det kan også forekomme høyere tetthet av enkelte fiskearter i områdene rundt havvindparken. Det er imidlertid mye usikkerhet om det skyldes at fisken samler seg rundt vindmøllene naturlig, eller om det er det gode miljøet rundt revet som øker fiskebestanden (de Jong, Wehde, & Kvamstø, 2022).

Samlet sett med dagens kunnskap er det umulig å avklare om den samlede effekten av havvinnanlegg vil påvirke livet under vann i størst grad i positiv eller negativ retning. For å undersøke dette vil det være avgjørende med feltstudier før og etter bygging, i tillegg til studier av vindkraftverk under drift og etter avvikling for å vurdere om inngrepet lar seg reversere (De Jong & Wehde, 2020).

### *Oppsummering av sentrale eksterne faktorer*

For å oppsummere kartlegger rammeverket de viktigste eksterne faktorene for utbygging og drift av Sørliche Nordsjø II. Med hensyn til *politiske* og *juridiske* faktorer er det myndighetene gjennom OED som setter for hvordan utbyggingen av SNII vil foregå og hvilket støtte som skal tilbys. Videre er det bred politisk enighet om at havvind skal være et satsningsområde i tiden fremover, og utbyggingen er således ikke avhengig av politisk stabilitet. Per nå vil drift av havvindparker skattlegges standard bedriftsskatt, men det kan tenkes at det på sikt vil skattlegges på lik linje med landbasert vindkraft og oppdrettsnæringen med hensyn til grunnrenteskatten. En sentral *økonomisk* faktor vil være inntektssiden og herunder verdikjeden til sluttkunden. Sluttkunden består av husholdninger, mellomstore bedrifter og større

bedriftskunder typisk industri. Videre ønsker ikke konsortiene i utgangspunktet å motta subsidier, men regjeringen har åpnet for at det kan utstedes, muligens indirekte via CfD. Den viktigste *teknologiske* faktoren er den forventede økningen av turbinstørrelsen. I hovedtrekk vil større turbiner og storskala vindparker føre til redusert LCOE. Strømmen fra SNII vil kobles til NO2 som er et av de fem prisområdene i Norge, hvilket er et *sosialt* forhold som vil ha innvirkning på lønnsomheten for prosjektet. Avslutningsvis vil drift og utbygging av feltet påvirke dyrelivet i området, og vil være en *miljømessig* faktor utbygger må hensynta.

### 5.1.2 Analyse av markedet - Porters 5 konkurransekrefter

I det følgende vil Porter's rammeverk for fem markedskrefter benyttes til å gi et innblikk i de sentrale forholdene som kan påvirke markedets potensielle, fremtidige lønnsomhet. Vi starter med å definere og utrede markedet som det er i dag.

#### *Markedet*

Vi har avgrenset markedet vi skal analysere til å gjelde aktørene som søker utbygging og drift av en havvindpark på feltet Sørliche Nordsjø II. Med en smal avgrensning følger flere og sterke substitutter, og vi definerer substitutter som andre kraftprodusenter i Europa. Sluttkunden, spesielt husholdninger, har som regel ikke informasjon om strømmens opphav, og vil dermed kunne anse annen kraft som substitutter. Ettersom at kraft flyter mellom landegrensene i Europa og påvirker prisene er det hensiktsmessig med denne geografiske avgrensningen. Til slutt holdes kraftproduksjon i resten av verden utenfor analysen.

Det er stor interesse blant industrigigantene for å bygge havvind i Norge. Selskapene har gått sammen i konsortier, hvilket innebærer at ulike aktører med ulik kompetanse har inngått samarbeidsavtaler for å søke tillatelse for utbygging. Å inngå slike spesialforetak er på sett og vis blitt normen innen havvind (BVG Associates, 2019). Gjennomgående for konsortiene som har meldt interesse er at de som regel består av en stor internasjonal aktør med vindkraftefaring og et mindre selskap med norsk forankring. Etter havenergiloven § 3-5 er det som hovedregel bare juridiske personer som er stiftet i medhold av norsk lovgivning og registrert i Foretaksregisteret som kan bli tildelt konsesjon (Olje- og energidepartementet, 2021). Det er til nå 10-15 aktører som har meldt sin interesse, hvor Norseman Wind (Norgesgruppen og EnBW), Ventyr Energy (NorSea og Parkwind), Equinor sammen med Hydro og RWE, Vårgrønn sammen med Agder Energi, Fred.Olsen Renewables med Hafslund Eco og Ørsted er blant søkerne (Fjellberg, 2021).

Rammene for markedet er i stor grad preget av usikkerhet, hvor antall konsesjoner som tildeles, roller og ansvar, kriterier for prekvalifisering og auksjonsmodell enda er under arbeid. Konsortiene og andre interessenter får imidlertid tilsendt høringsforslag, og sender inn svar på dette til Olje- og energidepartementet (OED). På denne måten har konsortiene vi har vært i kontakt med god innsikt og også påvirkningskraft på hvordan markedssituasjonen vil se ut. Signalene tilsier at området vil tildeles 1-2 konsesjoner i både første og andre byggetrinn (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022).

Departement legger opp til en prekvalifisering hvor aktørene må oppfylle visse krav til finansiell kapasitet, teknisk kompetanse samt helse, miljø og sikkerhet før de kan delta i auksjonen (Olje- og energidepartementet, 2021). Auksjon er satt som hovedmodell for tildeling av arealet, men departementet kan i særlige tilfeller velge å gjennomføre en kvalitativ konkurranse. Slike særlige hensyn kan være at staten har andre mål for utvikling av havvind, som teknologiutvikling, i tillegg til samfunnsøkonomisk lønnsom kraftproduksjon. (Olje- og energidepartementet, 2021). Å benytte en auksjonsmodell for tildeling av rettigheter er uvanlig i norsk energisektor, men begrunnes i et formål om å skape mer konkurranse mellom de aktuelle prosjektene. Således vil aktøren(e) som kan bygge billigst og mest effektivt vinne retten til å utvikle området (Uggerud & Hermansen, 2021). Det må nevnes at reglene for prekvalifiseringen og auksjonsprosessen stadig er i endring og oppdateres jevnlig.

En av høringsinstansene, Norsesea Group på vegne av konsortiet Ventyr Energi AS, påpeker at både prekvalifisering og arealtildeling bør baseres på kvalitative kriterier. Den norske havvindindustrien er i en svært tidlig fase, og auksjon som hovedprinsipp vil øke risikobildet. Hvis departementet likevel ønsker å auksjon som hovedmodell, anbefaler de at det utvikles en modell som tar hensyn til de overordnede målene norske myndigheter har for havvind. Dette inkluderer utvikling av forsyningskjeder og entreprenører, etablering av nye arbeidsplasser og sysselsetting. Norsesea viser blant annet til metoden som benyttes i Japan, hvor en kombinasjon av anbudspris, prosjektkompetanse og involvering av lokalsamfunnet setter en samlet poengsum for å tilfredsstillende både kvantitative og kvalitative vurderinger (Norsea, 2022). I intervju fremkommer det imidlertid at de forventer et «*finansielt race*» med utelukkende konkurranse på pris (Magnussen, personlig kommunikasjon, 09. november 2022).

Havenergiloven og forskriften til denne setter krav om utforming og innhold i konsesjonssøknader, mens en veileder under arbeid vil indikere tildelingskriteriene. Før nyåret vil det komme et tydeligere regelverk for prekvalifisering og auksjon, og hvem som går videre i prekvalifiseringen er planlagt annonsert i første kvartal 2023. Konsortiet/ene som tildeles auksjonen er så planlagt avgjort i løpet av sommeren 2023. Etter dette har aktørene som vinner konsesjonen 2 år til å gjøre forberedelser og miljøundersøkelser, med mulighet til opptil 1 år forlenget frist. Trolig vil ikke utbyggingen starte før i 2028/29 og ferdigstilles i 2030/31 (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022).

Hvilket gjelder ansvarsområder for utbygging og drift for konsortiene, har Olje- og energidepartementet (OED) i utgangspunktet bedt om at radialene planlegges, bygges, driftes, finansieres og eies av aktørene til havs. Statnett som er systemansvarlig og transmisjonssystemoperatør (TSO) på land og ansvarlig for mellomlandsforbindelser, mener det er forhold som taler imot disse forutsetningene. I et brev til OED 21. september i år argumenterer de for at det vil være fordelaktig at en uavhengig aktør har ansvar for design, planlegging og eierskap av nettet til havs. Denne ansvarsfordelingen er benyttet for flere land rundt Nordsjøen. Storbritannia har tidligere valgt en annen modell, men går nå også i retning av en mer koordinert organisering. Dette gjelder særlig i tilfellet ved produksjonsradialer med flere enn en aktør (Statnett, 2022).

Statnett peker på at det vil være naturlig å legge til rette for en fleksibel utbygging av nett til havs for å ha mulighet til å tilknytte forbruk, ytterligere havvindfelt eller bygge ut flere forbindelser mot land. Siden det er planlagt å utlyse havvindfeltene i steg, mener Statnett at utbyggingen av infrastrukturen bør sees på tvers av disse stegene. (Statnett, 2022). Magnussen peker på at «dersom et av konsortiene skulle tildeles dette ansvaret og det blir en ren auksjonsmodell er det fare for at det vil føre til kortsiktig tenkning. Med konkurranse basert på pris vil det da sannsynligvis ikke bygges ut mer enn akkurat nødvendig, og dermed ikke tilrettelegges for fremtidig utbygging av havnettet» (Magnussen, personlig kommunikasjon, 09. november 2022). Eksempelvis kunne dette være å ikke klargjøre radial for hybrid, selv om hybrid hadde blitt bestemt for neste byggesteg. Statnetts erfaringer på land er relevant for utøvelsen av planansvaret til havs, og begge konsortiene vi har vært i kontakt med har troen på at Statnett vil få denne rollen. Da vil utbygger kun ha ansvaret for det interne kabelnettet, slik at grensesnittet og ansvaret stopper akkurat der kablene trekkes inn på den offshore HVDC-trafostasjon (Magnussen, personlig kommunikasjon, 09. november 2022). Det blir så

nærliggende at de som får konsesjonen bidrar med et anleggsbidrag og en innmatingstariff til Statnett (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022).

Videre, når det gjelder roller og fordeling er det nærliggende å tro at dersom det blir flere konsesjoner vil aktørene de vil dele på en del av kostnadene som for eksempel utbygningshavn. Fartøy til drift- og vedlikehold og overvåkingssystemer er det ikke like mye å hente ved å samarbeide, og dette er typisk noe hvert konsortium vil stå for selv (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022). Begge konsortiene har imidlertid mest tro på at det blir én konsesjon i første byggetrinn.

I sum vurderes dagens rivalisering som høy, grunnet antallet aktører og modellen som er satt for tildeling av feltet. Et stort antall aktører i en auksjonsprosess vil drive ned lønnsomheten ettersom at vinnerne er de som klarer å bygge ut billigst mulig, eller sagt med andre ord betale mer selv i form av å gjøre dette uten subsidier.

#### *Potensielle inntrengere*

Potensielle inntrengere vil være andre selskap som danner konsortier for å søke konsesjon for Sørliche Nordsjø II, både i første eller andre byggesteg. Helt frem til prekvalifiseringsrunden er gjennomført vil det være mulighet at flere aktører å søke konsesjon. Dette er imidlertid ikke veldig sannsynlig ettersom at områdene har vært åpent for å melde interesse fra juni 2020 (NVE, 2022) og prekvalifisering nærmer seg (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022). Det er videre sannsynlig at det vil være de samme selskapene som søker byggesteg 2 som søker byggesteg 1 (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022). Ettersom at byggesteg 2 er en stund frem i tid og havvind forventes mer lønnsomt og utbredt de kommende årene (Statnett, 2022), er det nærliggende å forvente at det også vil være enda flere aktører som vil søke.

Markedet har strukturelle etableringsbarrierer i form av juridiske krav og kvalifiseringer. Selv om kravene enda er ukjente, vil det blant annet som et minimum stilles krav til at foretaket er en juridisk person stiftet i medhold av norsk lovgivning og er registrert i Foretaksregisteret. Videre må de kunne vise til finansiell kapasitet, og legge frem norsk årsrapport fra de tre siste år. De må også ha en plan for finansiering og et rammeverk for helse, miljø, sikkerhet og kontrakt strategi. Dette kan hindre enkelte aktører fra å søke (Olje- og energidepartementet, 2021).

Dersom en inntrenger skulle få tildelt konsesjon, vil dette innebære betydelige irreversible investeringer. CAPEX er den største kostnadsposten i en havvindparks livsløp, og det kan antas at fundament, turbiner, trafostasjoner og kabler har i liten grad alternativ anvendelse enn og benyttes i den aktuelle havvindparken. Sørlige Nordsjø II er dypere og lengre fra land enn noen annen vindpark bygget ut enda, hvilket øker investeringskostnadene ytterligere (Magnussen, 2022). Investering i kunnskapsbygging kan imidlertid til en viss grad være overførbart til annen energivirksomhet. Eksempelvis vil Norges kunnskap innen offshore-sektoren gjennom 50 år innen olje- og gassvirksomhet være nyttig for utbygging av havvind (Innovasjon Norge, 2021). Det kan dermed tenkes å være overførbart tilbake, eller mot eksempelvis bølgekraft og vindenergi på land. Videre kan verdien av merkenavn ha en betydning i dette markedet, hvor blant annet Equinor stiller sterkt i Norge (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022). Mot byggesteg 2 kan merkenavn også muligens være et fortrinn for aktøren som vant første byggesteg, forutsatt vellykket utbygging og drift.

Læringskurveeffekter og stordriftsfordeler kan også være strukturelle etableringsbarrierer ved det aktuelle markedet. Med hensyn til læringseffekter vil aktører med tilsvarende tidligere erfaring stille sterkt. Slike effekter vil også være kunne være fordelaktig for aktøren som vinner byggesteg 1 under auksjonsprosessen ved byggesteg 2. Særlig hvis det legges opp til at fase 1 skal kunne integreres med fase 2, så vil aktøren som vinner første konsesjon vil ligge godt an til fase 2 (Magnussen, 2022). Videre vil stordriftsfordeler kunne realiseres ved å begrense antall konsesjoner, slik det nå ligger an til å bli (Øystese, 2021). Stordriftsfordeler vil kunne forekomme både i innkjøp, utbygging og drift. Stordriftsfordeler forekommer da potensielt etter at konsesjonen(e) er tildelt. Samlet sett fremstår de strukturelle etableringsbarrierene allerede før konsesjonsutdelingen som relativt høye.

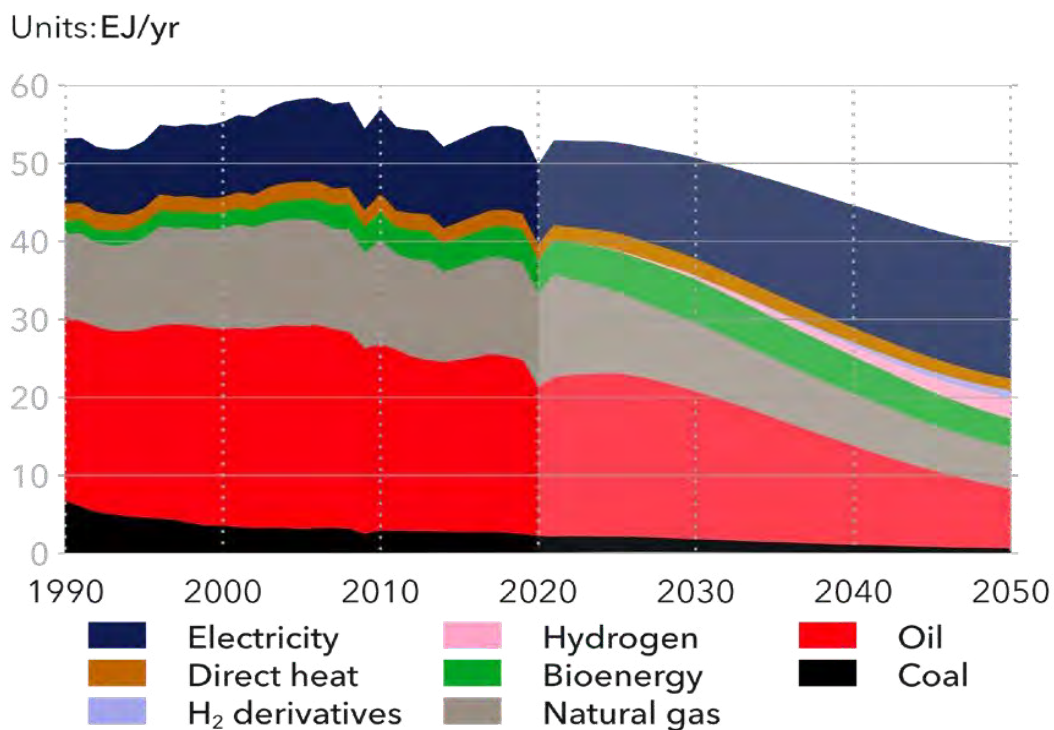
Med hensyn til strategiske etableringsbarrierer er aggressiv respons den mest aktuelle handlingen. Aggressiv respons er en handling som etablerte aktører foretar etter at en nykommer har etablert seg i markedet (Lien et al., 2017). Formålet er å jage en nyetablert ut av markedet, hvor her det mest relevante virkemiddelet vil være pris. Grunnet de høye investeringsbeløpene og mulig aggressiv respons ved at de allerede registrert interesserte selskapene går enda lengre ned i pris kan dette bidra til å hindre nykommere fra å entre markedet.



I sum vurderes trusselen fra potensielle inntrengere til lav i første byggesteg, og medium i andre byggesteg.

### *Trussel fra substitutter*

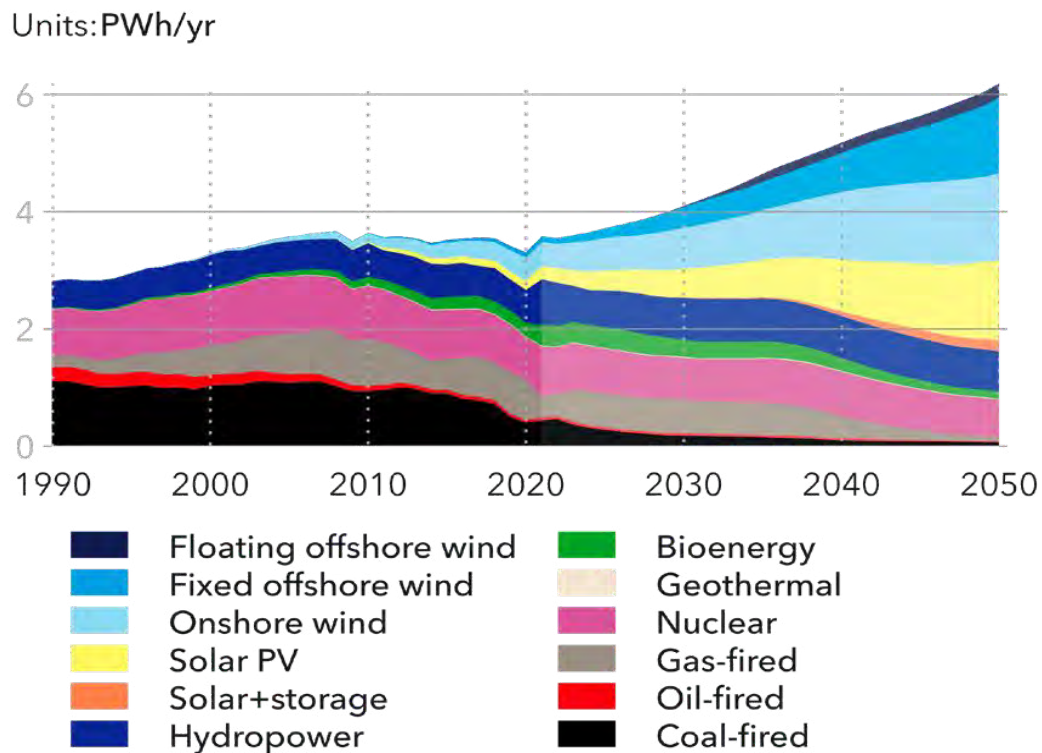
Substitutter i denne analysen er aktører som driver med kraftproduksjon i andre former eller på andre områder i Europa. Dette inkluderer aktøren(e) som får tildelt konsesjon for Utsira Nord og etter hvert andre utbyggingsområder som åpnes for havvind. Kraftforsyningen i Europa i 2019 bestod av følgende kilder i henhold til størrelsesorden; olje, naturgass, kull, kjernekraft, bioenergi, termisk energi, i tillegg til fornybar energi i form av vann-, vind- og solkraft (IEA, 2022). Energimiksen er illustrert i figuren under, i tillegg til en prognose frem mot 2050.



Figur 18: Sluttkonsumer energietterspørsel etter energibærere (DNV, 2022; IEA WEB 2022)

Kraftetterspørselen i Europa forventes å falle grunnet forventet, økt vekst i elektrifisering, som anses som en nøkkel i veien mot dekarbonisering, energiuavhengighet og energieffektivitet (DNV, 2022). Etterspørselen etter elektrisitet i Europa forventes nesten doblet fra 2020 til 2050, hvor spesielt veksten i fornybare kilder vil være et viktig element. Som et resultat forventes elektrisiteten å komme fra et bredt spekter av kilder som illustrert i figuren under, og nesten dekarbonisert innen midten av århundret. Vindkraft anslås som den viktigste fornybare

strømkilden innen 2050, som representerer nesten halvparten (48%) av den totale elektrisitetsproduksjonen i Europa. Med størst forventet vekst i vindkraft på land og til havs og solkraft, vil trusselen være størst blant disse substituttene.



Figur 19: Elektrisitetsproduksjon i Europa etter kraftstasjon (DNV, 2022; IEA WEB, 2022)

I teorien, hvis prisen på et substitutt går ned, vil kunden i større grad velge substituttet fremfor det markedet leverer (Lien et al., 2017). Tilfellet ved dette markedet skiller seg imidlertid ut fra andre markeder. For sluttbrukermarkedet i Norge er strøm i utgangspunktet en homogen vare (Olje- og energidepartementet, 2022). Prisen det selges og kjøpes til settes på strømbørsen som et resultat av tilbud og etterspørsel, og det skiller da i utgangspunktet ikke mellom ulike energikildene, men indirekte via tilbudskurven. Eksempelvis vil prisene presses ned når det blåser mye fordi tilbudet av strøm øker. Fremover, når større volum av fornybar energi fases inn i strømmettet og det i større grad vil være teknologikostnadene for utbygging av fornybare energikilder som blir prissettende, vil dette med fallende teknologikostnader føre at de gjennomsnittlige kraftprisene bli lavere på sikt (Statnett, 2022). På denne måten, hvis substituttene til Sørliche Nordsjø II blir mindre kostbare vil dette kunne påvirke strømprisen slik at prosjektet blir mindre lønnsomt. På den andre siden kan den økte elektrisitetsetterspørselen veie opp mot trusselen fra substitutter.

Grunnet Europa og Norges interesse i utbygging av havvind synes ikke trusselen fra substitutter å være vesentlig stor. Når det først er bygget ut kan heller ikke sluttkunden velge bort strømmen fra havvindparken på Sørlige Nordsjø II slik som kunden vil kunne velge bort produkter i andre markeder, gitt at den går via engrosmarkedet. Trusselen fra substitutter handler altså ikke om at alternativet velges bort, men at produksjonen kan bli mindre lønnsomt på sikt. På den andre siden forventes forbruket av strøm å øke, som igjen kan dra opp strømprisene (Statnett, 2022). I tillegg ønsker konsortiene å inngå avtaler for å redusere inntektsrisiko. Samlet vurderes trusselen fra substitutter som medium til lav.

### *Leverandørenes forhandlingsmakt*

Konstruksjon og installasjon av en havvindpark har av hovedkomponenter behov for leverandører av vindturbiner, fundament, on- og offshore trafo- og omformerstasjoner, kabler og operasjonell base (BVG Associates, 2019). Det vil blant disse også være behov for underleverandører av diverse komponenter og materialer.

Magnussen (2022) påpeker at «verdikjeden med hensyn til leverandører og underleverandører har visse utfordringer. Land som Danmark, England, Tyskland, Belgia, Nederland, Polen, Sverige har bygget ut og driftet havvindparker i mange år allerede, og har ambisjoner om å bygge raskere og mer enn Norge. Av denne grunn er det allerede stor konkurranse om å få tilgang på leverandører. I tillegg gjør krigen i Ukraina det vanskelig med tilgangen på stål som flere av komponentene i en havvindpark består av. Flere av produsentene opplyser at de ikke har kapasitet til å bygge mer og fortere». (Magnussen, personlig kommunikasjon, 09. november 2022). Et eksempel i denne sammenheng er Anholt-feltet i Danmark i 2009 som gikk til en uforventet høy auksjonspris sammenlignet med auksjonspriser i Danmark både i de foregående og etterfølgende år (Jansen et al., 2022). Den høye prisen ble undersøkt av en tredjepart, som fant at en del av forklaringen skyldtes flaskehalser i verdikjeden forårsaket av den samtidige eksponentielle veksten av offshore vind i Europa.

Magnussen fortsetter med at det «i installasjonsprosessen vil være behov for store, solide fartøy for å frakte de ulike komponentene ut til feltet. Selskapene som eier og drifter slike fartøy har en god posisjon per i dag hvor de kan be kunder booke seg inn allerede 5-6 år i forkant av bruksbehov. Dette er en vanskelig situasjon når utbyggere ikke enda vet om de vil få konsesjon. Som et tillegg planlegges Sørlige Nordsjø med turbiner på opp til 15-17 MW som ikke

eksisterer i dag og bunnfastefundamenter på en havdybde enda ikke bygget ut. Det er dermed et begrenset antall aktører som kan håndtere dette». (Magnussen, personlig kommunikasjon, 09. november 2022). For å eksemplifisere viser bildet under håndtering av rotorbladene på en Siemens 2,30 MW.



*Figur 20: Håndtering av rotorbladene på en Siemens 2,30 MW (Thomsen, 2012)*

På den andre siden, ettersom at det bare er et fåtall aktører som vil få konsesjon, påpeker Beisland (2022) at «konsortiene som faktisk får konsesjon vil innta en god posisjon overfor leverandørene», slik at de potensielt vil måtte kjempe om å få samarbeidsavtalene. Hadde det blitt lyst ut mange konsesjoner ville leverandørene stilt mye sterkere. Videre kommenterer Beisland at det eksempelvis er noe konkurranse blant turbinleverandører, hvilket gir rom for å forhandle på pris. Det er per i dag tre hovedleverandører på turbinsiden; Vestas, Siemens og GE, i tillegg til kinesiske produsenter som enda ikke har entret det europeiske markedet (Magnussen, 2022). Beholder man konkurransesituasjonen på leverandørsiden så lenge som mulig kan man presse ned prisene (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022). Havind er dessuten et satsningsområde, slik at det kan forventes en utbedring av leverandørmarkedet i tiden fremover.

Norsk Industri (2021) med støtte fra myndighetene har i en rapport kartlagt Norsk industri sin posisjon for utbygging av offshore vind i storskala. De fant at det er enda et gap som må lukkes for at norske leverandører skal få en bedre posisjon i dette markedet, men at de har potensialet til å bidra med leveranser gjennom hele verdikjeden for havvind. Det forventes dermed at det blir et viktig arbeid i tiden fremover å få en mer koordinert satsing for å forbedre leveransemodeller (Norsk Industri, 2021).

Forutsatt at krigen i Ukraina er midlertidig, og med holdepunkt i at aktøren som får konsesjonen vil sitte med mye av forhandlingsmakten og at industrien er et satsingsområde, vurderes leverandørenes forhandlingsmakt til medium.

#### *Kundenes forhandlingsmakt*

Sluttbrukerne i form av husholdninger vil være mange og små og dermed ha liten grad av forhandlingsmakt. Dessuten kjøper de av strømleverandører som har kjøpt strømmen på strømbørsen, og vil dermed ikke ha direkte kontakt med kraftprodusenten. Blant større sluttbrukere kan det imidlertid potensielt være rom for at aktørene som får konsesjon vil havne i en god posisjon dersom flere bedrifter skulle ønske å inngå avtaler for å få levert fornybar energi til drift. Eksempelvis har Norgesgruppen/Asko fornybar gått inn i konsortiet Norseman som deleier (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022).

Posisjonen ovenfor kundene vil i stor grad avhenge av hvilke kontrakter kraftselskapet tilbyr. Men, med utgangspunkt i at prisene settes etter tilbud og etterspørsel, at kundene er mange og opplever sluttproduktet homogent med annen strømleveranse, vurderes forhandlingsmakten likestilt mellom konsortiene og kundene.

#### *Fremtidig rivalisering*

Auksjonsmodellen og et stort antall aktører driver ned potensiell lønnsomhet i *markedet*. Videre er trussel for *potensielle inntrengere* vurdert til middels, grunnet høye etableringsbarrierer. Også trussel fra *substitutter* er vurdert til medium, som fører til en forventet økning i rivaliseringen. Hvis substituttene til SNII blir billigere vil dette kunne påvirke strømprisen slik at prosjektet blir mindre lønnsomt. Aktørene som får konsesjonen vil trolig ha makt overfor *leverandører*, men utfordringer knyttet til forsyningskjeden kan oppstå. Makten blant *kunder* og utbygger er imidlertid fordelt, ettersom at pris settes som et resultat av

tilbud og etterspørsel. Samlet sett forventes en moderat økning i rivaliseringen på feltet fremover. Den økte rivaliseringen kan imidlertid veies opp med verdiskaping i form av ytterligere kostnadsreduksjoner, økt etterspørsel etter elektrisitet, og herunder særlig fornybar elektrisitet.

## 5.2 Bedriftens forutsetninger

Vi skal i dette delkapittelet først se på bedriftens strategiske valg basert på rammene for markedet. Deretter følger de økonomiske forutsetningene for analysen. Disse forutsetningene består av justeringer og estimat av dataen med hensyn til konsortiet, feltet og tilgjengelig teknologi, i tillegg til støtte fra litteraturen. Basert på dette beregner vi LCC, som igjen legger grunnlaget for beregning av LCOE.

### 5.2.1 Norseman's valg

I denne delen vil informasjon fra intervjuene hovedsakelig benyttes. Analysen av markedet vil utpeke Norseman Wind sin posisjon og valg som videre legger føringer for kostnadsestimatene.

Markedet er innenfor strenge rammer for når det gjelder politiske, regulatoriske og teknologiske forhold. Forutsetninger for analysen og lønnsomhet er allerede bestemt radial tilknytting i første byggesteg. Videre gjør avstanden fra land at HVDC teknologi er mest hensiktsmessig. Med hensyn til kravene om norsk forankring, finansiell kapasitet, teknisk kompetanse samt helse, miljø og sikkerhet kan konsortiene selv velge hvordan de ønsker å posisjonere seg for å oppnå dette.

Norseman Wind AS, stiftet høsten 2019, har EnBW og ASKO fornybar som hovedeiere. EnBW er Tysklands tredje største energiselskap, med ca. 1 GW med utbygd offshore vindkraft i Tyskland, og konsesjoner på 6 GW i England og 0,5 GW i Frankrike. Videre har selskapet vunnet auksjoner både i Taiwan og utenfor New York, og har nå rettet fokus mer mot Europa og nærområdet. EnBW stiller opp både finansielt og med kunnskap hvorav selskapet har omtrent 200 ansatte i Hamburg som jobber med offshore vind. Tyskland skal ut av kullkraft og kjernekraft og ønsker å fornye porteføljen sin med tilsvarende energi. EnBW har videre rundt 5,5 millioner kunder, selskapet driver både med nett og kraftproduksjon, i tillegg til å drifte et stort tysk gasselskap. Videre er NorgesGruppen/Asko fornybar med i konsesjonen, med en ambisjon om å være klimanøytrale innen 2030. Strategien deres er å utvikle egen

kraftproduksjon fremfor å kjøpe klimakvoter. NorgesGruppen bidrar med kapital tilsvarende den kraften de ønsker, tilsvarende ca. 1 TWH av 6-7,5 TWH som er bruttokraftproduksjon (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022).

Aker Solutions skal levere fundamenter, plattformen for offshore HVDC-omformerstasjonen og installasjonen. Norseman Wind har pekt seg ut Aker Solutions som har over femti års erfaring med offshore og anses som en svært viktig aktør i overgangen til en bærekraftig energiproduksjon. Deres overgang til fornybar energi stammer tilbake teknologi utviklet på 80 og 90-tallet. Aker Solutions har allerede vært leverandør av understell til den tyske havvindparken Nordsee Ost og har dermed opparbeidet seg verdifull kompetanse. Videre skal Norseman Wind benytte Hitachi Energy til HVDC teknologi, og NOV skal bistå med offshore installasjoner. Norseman Wind samarbeider med Energy Innovation, OSM og Seafront Group for utvikling og utbygging av baser for drift, vedlikehold og logistikk i Rogaland og Agder. Energy innovation vil også sammen med Caera står for en 'pool' av fagfolk som blant annet elektrikere, og de driver en driftstekniker utdanning i Egersund. BoSM, drifter skip på vegne av redere, og Greenstat driver med hydrogen. Det ønsker å lage hydrogen av noe av kraften allerede i første byggetrinn for å lage kraft til vedlikeholdsfartøyene (Norseman, u.d.) (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022).

I et av intervjuene forteller Norseman Wind AS at de skal skille seg ut fra de andre konsortiene ved å etterfølge en klar kontraktstrategi. Konsortiet har kontrakter med mange mindre bedrifter allerede, hvilket er veldig ulikt konsortiene som ikke har etablerte avtaler etablert. De har også pekt seg ut Kristiansand som hovedkvarter ettersom at mye arbeidskraft kommer fra Danmark og dermed vil det være en god lokasjon. Behovet for kompetanse innenfor havvind vil være trengende i Norge, og dette er kompetanse Danmark allerede har. Lokalt innhold tror de også kan være en fordel. Videre har EnBW vunnet flere konsesjoner, hvorav den siste var i Skottland. Basert på EnBW og deres erfaring og 3 offshore vindparker i drift har konsortiet samlet tro på at de skal få til dette (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022).

Avtalen Norseman Wind har med Norgesgruppen innebærer at Norgesgruppen antakelig vil ta ut sin del av kraften uten å ha full eksponering på det, time for time vil de havne i ubalanse.



Figur 21: Norseman Wind AS Konsortium (Norsemanwind, u.d.)

Videre vil konsortiet aktivt jobbe med helse, miljø og sikkerhet for å sikre en bærekraftig drift. Dette gjelder aktiviteter som hydrogen, ta hensyn til fiskeri inne i parken (blir som rev og tiltrekker seg fisk), hensynta fugleliv og oppdage fugl; for å slippe fugl gjennom møllene. Sameksistens anser de som viktig, dette er elementer konsortiet anser som hygienefaktorer og dermed må være til stede for å være endel av konkurransen om å få konsesjon. Det er nærliggende å tro at dette vil være noe som legges vekt på i prekvalifiseringsfasen, at utbyggerne tar tilstrekkelig hensyn til overnevnte faktorer.

Vedrørende kontraktstrategi på inntektssiden anser konsortiet CfD som aktuelt. Avtalen Norseman Wind har med NorgesGruppen innebærer at NorgesGruppen antakelig vil ta ut sin del av kraften uten å ha full eksponering på det, time for time vil de havne i ubalanse. (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022).

Av teknologiske valg ser Norseman Wind Norseman Wind ser for seg å installere ca 100 vindturbiner med omtrent 15 MWh kapasitet på SNII, men sier at det kan blir aktuelt med møller helt opp til 20 MWh. Videre ønsker de å benytte jackets som fundament. (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022).



Oppsummert er de viktigste valgene til Norseman Wind AS så langt i prosessen at de aktivt fører en kontraktsstrategi, videre vil de ha fokus på en bærekraftig drift og planlegger å inngå en form for PPA. I tillegg til de teknologiske valgene med hensyn til turbin og fundament.

### 5.2.2 Økonomiske forutsetninger for analysen

Den kvantitative analysen er hovedsakelig basert på data fra BVG Associates og justert for Sørilige Nordsjø II. Justeringene er gjort basert analyser gjort av NVE, Thema Consulting og Multiconsult i tillegg til innspill gjennom intervjuene av konsortiene. BVG Associates sitt kostnadsestimert er basert på en standard 1GW havvindpark i Storbritannia, det innebærer en havdybde på 30-40 meter, 60 km avstand fra land, 25 års levetid, 10 MWh turbinstørrelse og HVAC teknologi. Estimertene fra BVG Associates gir en riktig indikasjon for kostnadsbilde frem til 2025, vi har ikke justert for ytterligere kostnadsreduksjoner da er mye usikkerhet knyttet til kostnadsutviklingen fremover.

Videre har gjort justeringer for å kunne estimere kostnadene ved det aktuelle prosjektet på Sørilige Nordsjø II, byggesteg 1. For det første skiller særlig SNII dybde og avstand seg fra andre utbygde områder. Det er per i dag ikke bygget ut felt så store, dype og så langt fra land. Dybde og avstand er kostnadsdrivende, særlig for anskaffelse og installasjon av fundamentet, men vil også påvirke OPEX og DECOM. Videre har vi redusert størrelsen på feltet fra 1500 MWh til 1400 MWh grunnet dimensjonerende feil i kraftsystemet, det vil innebære bortfall av effekt (Statnett, 2022). Vi forutsetter 22% bedriftskatt etter skattesatser for 2022 og i henhold til skatteloven i Norge, som senere vil bli benyttet i det estimerte årsregnskapet (Regjeringen.no, 2022).

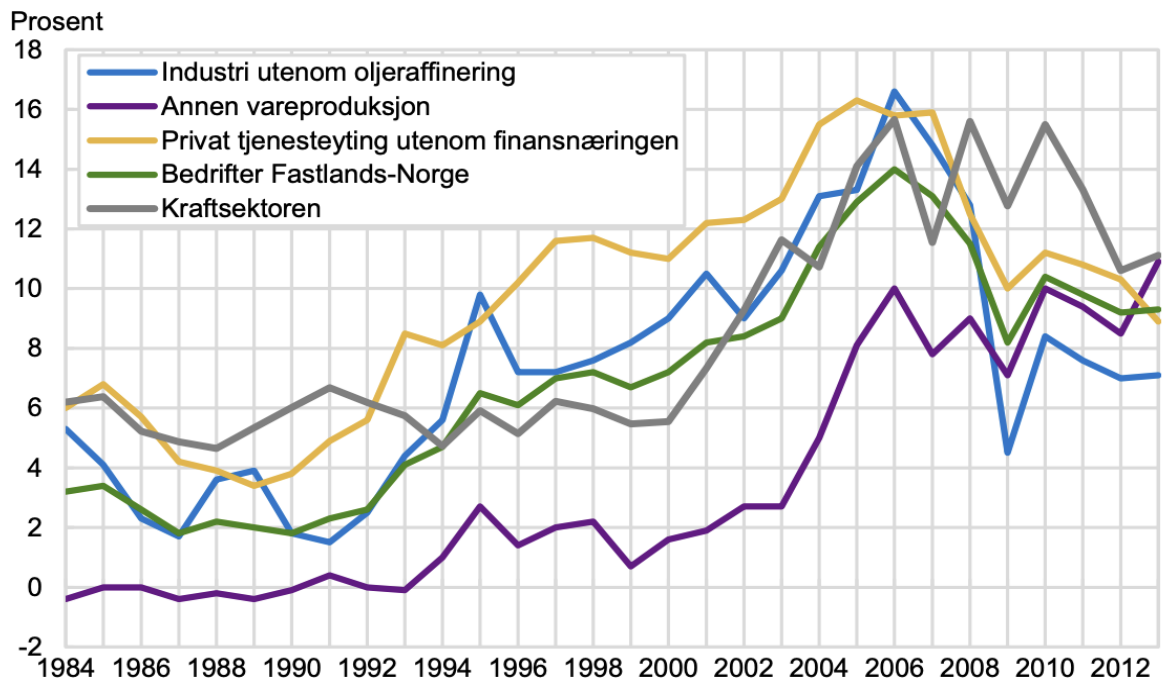
### *Levetid*

Det er vanlig å skille mellom fysisk og økonomisk levetid i samfunnsøkonomiske analyser, hvor fysisk levetid er den tiden anlegget/prosjektet utfører en funksjon og gjør nytte for samfunnet (NVE, 2003). Økonomisk levetid er så lenge prosjektet er lønnsomt å drive, og det vil dermed være den økonomiske levetiden som vil være analyseperioden (Gårseth-Nesbakk, 2017). Det brukes gjerne en «restverdi» i de tilfellene økonomisk levetid er kortere enn fysisk levetid. Fysisk levetid innenfor energisektoren er vanligvis mellom 20-40 år. I vårt tilfelle vil økonomisk og fysisk levetid være sammenfallende. Regnemodellen vi har fått fra NVE operer med levetid på 25 år i 2021 scenarioet og 30 år i 2030 scenarioet, dette kan tyde på at det vil

skje forbedringer av kvaliteten på havvindkomponenter i tiden fremover. BVG Associates har forutsatt 25 års levetid i sine estimater (BVG Associates, 2019). Videre viser en artikkel fra 2019 til at den økonomiske levetiden på havvindparker har økt til 29,6 år blant respondentene i undersøkelsen (Wiser, Bolinger, & Berkeley, 2019). Vi ønsker å ta høyde for usikkerheten knyttet levetiden og benytter 25 år som levetid i basisscenarioet. Videre vil vi sensitivitetsanalysen justere levetiden opp og ned med 5 år. Vi forutsetter videre at byggetiden er 2 år og dermed starer driften av prosjektet i år 2 (NVE, 2003).

### *Avkastningskrav*

Referanserenten for kraftsektoren vil i henhold til NVE være på 7,23% for 2023 (7,13% for 2022) hvor reguleringsmyndighetene for energi (RME) regulerer nettselskapene slik at selskapene samlet skal oppnå en avkastning tilsvarende referanserenten over tid (NVE-RME, 2022). Finansdepartementet på sin side har gjennom sin veileder uttrykt at de anbefaler et avkastningskrav på 4% ved offentlige investeringer. Likevel vil det være nødvendig for store enkeltprosjekter med egne anslag, mens for typisk mindre prosjekter er det normalt med standardiserte satser. Da er utgangspunktet som blir lagt til grunn er en risikofri rente er på 3,5% samt et risikotillegg på enten 0,5, 2,5 eller 4,5%. Figuren under viser gjennomsnittlig avkastning for en rekke sektorer fra perioden 1984-2012. Her kommer tydelig frem at kraftsektoren store deler av perioden ligger langt over anbefalingen fra finansdepartementet på 4%. Det er mye usikkerhet knyttet til fremtidig lønnsomhet av havvind, for å redusere risikoen til eierne taler det også for et høyere avkastningskrav (Greaker, 2016). Vi har med bakgrunn i dette satt 6% som avkastningskrav for Sørlige Nordsjø II for basisscenarioet og vil i sensitivitetsanalysen justere +/- 2%.



Figur 22: Gjennomsnittlig avkastning for en rekke ulike sektorer (Greaker, 2016)

### Kapasitetsfaktor

NVE sin konsekvensutredning fra 2012 sier at Sørliche Nordsø II har svært gode vindforhold med en kapasitetsfaktor på 50% (NVE, 2012). Vindparken Doggerbank som ligger sentrert i den britiske delen av Nordsjøen er godt sammenligningsgrunnlag for Sørliche Nordsjø II da både avstanden og dybden fra land er i samme størrelsesorden (NVE, 2012). Doggerbank har en antatt kapasitetsfaktor mellom 60-64% hvor det er tatt utgangspunkt i 12-14 MWh turbiner av typen Haliade-X is GE (Power Technology, 2022). Videre ligger kapasitetsfaktoren på havvind i Storbritannia mellom 45-65 % i vintermånedene (Malknes Hovland, 2018). Kapasitetsfaktor er drevet av installert turbineffekt og produsert energi over et år, med turbiner i størrelsesorden 15-17 MWh som trolig skal benyttes for SNII. Dermed anser vi det som fornuftig å øke kapasitetsfaktoren for SNII utover NVE sin konsekvensutredning fra 2012 på 50%. Vi har dermed valgt å øke kapasitetsfaktoren til 60% i basisscenarioet, og vi vil justere  $\pm 5\%$  for høy/lav i sensitivitetsanalysen.

### Størrelse på vindturbinene

Norseman Wind ser for seg å installere ca 100 vindturbiner med omtrent 15 MWh kapasitet på SNII, men sier at det kan blir aktuelt med møller helt opp til 20 MWh (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022). Maggnussen uttalte på sin side at «det er antatt at vi

nærmer oss et tak, teknologisk, fordi at det er så store vekter og så store konstruksjoner som skal installeres at nå er det snart ikke praktisk eller fysisk mulig å installere mye større» (Magnussen, personlig kommunikasjon, 09. november 2022). To av de største vindturbinene i dagens marked er GE Haliade – X produces 12 MW som koster ca. 99,2 millioner, og Simens Gamma 14 MW på ca. 120,8 millioner NOK (Buljan, 2020) (Beynon, 2020).

Størrelsen på vindturbinene er stadig i utvikling, og det tas høyde for store kostnadsreduksjoner på dette området. En analyse gjort av Rystad Energy har vist at bruk av 14 MW vindturbiner vil redusere de totale kostnadene ved store havvindparker. Det vil innebære betydelige kostnadsreduksjoner sammenlignet med å bruke møller på 10 MW. Vindturbinene i seg selv er dyrere, men det vil bli behov for færre turbiner, fundamenter og kabler, samt vil installasjonskostnadene bli lavere. Ved å bruke 14 MW turbiner i stedet for 10 MW vil det ved et 1GW havvindprosjekt bli en reduksjon av antall vindmøller fra 100 til 72. Videre viser analysen at det vil forekomme kostnadsbesparelser på nærmere 100 millioner dollar sammenlignet med å bruke 10MW (Buljan, 2020).

Vi har i vår sensitivitetsanalyse tre ulike størrelser på vindturbinen henholdsvis 12 MWh, 16 MWh og 20 MWh, hvor 16 MWh og 20 MWh er oppskalering av kostnadsestimatet på Simens Gamma 14 MWh. Det ville gitt mer nøyaktig kostnadsbilde dersom vi hadde funnet eksakte priser for større vindturbiner fremfor å gjøre en oppskalering.

### *Monopæl vs Jacket*

«Monopæl» og «Jacket» er de vanligste fundamentene for bunnfast teknologi. De to konsortiene vi har vært i kontakt med har valgt ulik strategi når det kommer til valg av fundament. Norseman Wind AS ønsker å bruke jackets, og mener det vil være mest kostnadseffektivt da disse fundamentene er best tilpasset dypere havbunn (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022). Norse Group planlegger derimot benytte monopæl som er den mest brukte typen fundament, med den begrunnelse at det vil bli for kostbart å bygge jackets. Morten Magnussen påpeker at tilbyderne av jackets vil kunne komme til å slite med å levere et så stort antall på så kort tid (Magnussen, personlig kommunikasjon, 09. november 2022).

Norseman Wind AS ønsker å bruke jackets som fundament dersom de vinner auksjonen, og dermed vil vi bruke det som utgangspunkt i våre analyser (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022). I tillegg vil gjøre en sensitivitetsanalyse for å se på kostnadene ved de to ulike fundamentene. Kostnadene for de ulike fundamentene er basert på BVG Associates sine kostnadsestimater, men justert for dybdeforholdene ved SNII. I intervju med Morten Magnussen fremkommer det at eksempelvis dobbel dybde innebærer mer enn en fordobling av kostnadene ettersom at andre kostnadsparametere vil endre seg. Eksempelvis installasjonsfartøy, som blir av en helt annen type fordi det gamle ikke klarer å håndtere et så stort fundament (Magnussen, personlig kommunikasjon, 09. november 2022). Det må likevel nevnes at det er mye usikkerhet rundt kostnadene knyttet til de ulike fundamentene da eksisterende teknologi ikke finnes for så dype forhold.

#### *Internt kabelnett, kabler & trafostasjon*

Interne kabelkostander henger sammen med antall turbiner. Det usikkert hvor mye det interne kabelnettet vil koste, men i henhold til BVG Associates anslås det at hver mølle krever beslag på omtrent 1 km kabel, avhengig av feltets karakteristika og avstand mellom møllene. Kostnader for kabler er relativt standard og kan beregnes per kilometer (Magnussen, 2022). Dermed er kostandene justert for analysen i henhold til antall møller og derav antall km kabel.

Infrastrukturen til overføringssystemet vil være basert på HVDC. BVG Associates benytter imidlertid et HVAC-system i sine estimater, så for å anslå kostnadene er Thema (2021) sin rapport og excel-databasen tilsendt fra NVE benyttet som utgangspunkt. En sammenligning av estimatene i overnevnte kilder og opp mot et HVAC system, danner grunnlag for det endelige estimatet benyttet i analysen.

Kabelkostnader tilknyttet eksport sammen med utbygging og drift av HVDC- trafostasjonene vil muligens falle inn under Statnett sitt ansvar. Imidlertid vil utbygger sannsynligvis måtte betale leie for distribusjon av strømmen til Statnett, hvilket kalles innmatingstariff (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022). Hvis Statnett får dette ansvaret, vil anleggsbidrag etter dagens lovgivning maksimalt ligge på 50% av kostnadene knyttet til trafostasjon og kabler (Statnett, 2022). Vårt basisscenario innebærer at utbygger betaler 25% av kostnadene gjennom et anleggsbidrag. Ettersom dette imidlertid enda er et usikkerhetsmoment for utbygger, setter vi opp en sensitivitetsanalyse hvor utbygger tar henholdsvis 50% og 100% av kostnadene. Videre har vi redusert OPEX med 10% fordi

utbygger ikke skal drifte og vedlikeholde kabler og trafostasjon, som i dette tilfelle antas å tilsvare innmatingstariffen.

### *CAPEX & OPEX*

Installasjonskostnadene for offshore vindturbiner er forventet å bli redusert med 25% frem til 2025 (IRENA, 2018). Med bakgrunn i dette har vi valgt å gjøre en sensitivitetsanalyse  $\pm 20\%$  fra basisscenarioet for å skildre usikkerheten knyttet til kostnadsutviklingen. Videre er det forventet at de planlagte drift og vedlikeholdskostnadene vil falle 10% frem til 2025, mens de uplanlagte drift og vedlikeholdskostnadene vil falle 25% frem til 2025. Vi har derfor gjort en sensitivitetsanalyse på OPEX hvor vi har justert  $\pm 20\%$  fra basisscenarioet (IRENA, 2018). Det er også her knyttet store usikkerhetsmomenter til kostnadsutviklingen og vi ønsker å teste for både økte og reduserte kostnader.

#### 5.2.3 LCC & LCOE beregninger

I det følgende presenteres vårt basisscenario av prosjektets livssyklus-kostnader. I henhold til livssyklusen presenteres først CAPEX, deretter OPEX og til slutt DECOM. Beregningene er basert på første byggetrinn, og at det kun blir utdelt 1 konsesjon. En oppsummering av de mest sentrale forutsetningene er som følgende; 1400 MW installert kapasitet, 25 års levetid, 6% diskonteringsrente, 25% anleggsbidrag 60% kapasitetsfaktor, 16 MW turbiner og Jacket-fundament.

#### *LCC – Livssyklus-kostnader*

<b>Kapitalkostnader (CAPEX)</b>	<b>TNOK pr 1,4 GW vindpark</b>	
<b>Utvikling og samtykke</b>		
Utvikling og samtykke tjenester	kr	833 000
Miljøundersøkelser	kr	66 640
Evaluering av ressurser, meteorologi og oseanografi	kr	66 640
Geologisk og hydrografiske undersøkelser	kr	66 640
Prosjektering og rådgivning	kr	66 640
Andre utviklings- og samtykke kostnader	kr	642 600
<b>Sum</b>	kr	<b>1 742 160</b>

<b>Produksjon og anskaffelse</b>		
Sum vindturbin	kr	12 550 292
Array kabel	kr	366 520
Anleggsbidrag anskaffelse av kabel	kr	689 500
Fundament; jackets	kr	6 178 480
Anleggsbidrag offshore trafostasjon	kr	511 000
Anleggsbidrag onshore trafostasjon	kr	334 750
Operasjonell base	kr	49 980
Sum Balance of Plant	kr	8 130 230
<b>Installasjon og oppstart</b>		
Installasjon av fundament	kr	1 666 000
Anleggsbidrag installasjon offshore trafostasjon	kr	145 775
Anleggsbidrag installasjon onshore trafostasjon	kr	104 125
Installasjon av turbin	kr	833 000
Offshore logisitkk	kr	58 310
Anleggsbidrag nedleggelse kabler	kr	571 250
Annet	kr	3 598 560
Sum installasjon og oppstart	kr	6 977 020
<b>Total CAPEX</b>	kr	<b>29 399 702</b>

Figur 23: LCC-beregninger, CAPEX

Som det fremgår i beregningene over kan kapitalkostnader deles inn i «utvikling og samtykke», «produksjon og anskaffelse» og «installasjon og oppstart». Kostnadsposten «andre utviklings- og samtykke kostnader» er blant annet relatert til «tapte prosjekter» hvilket kan medføre økte CAPEX. Et eksempel på dette kan være avslag på scoping-rapporter, hvorav da arbeidet må gjøres på nytt. «Annet» under «installasjon og oppstart» inkluderer logistikk, værprognose, forsikring, beredskap og prosjektstyring av installasjon. Videre medfører 16 MW turbiner et antall på 88 turbiner for å nå installert effekt på 1400 MW. 88 vindturbiner medfører også 88 Jackets og omtrentlig 88 km med array-kabler (BVG Associates, 2019).

Videre, når produksjonen starter vil kostnadsbildet bestå i OPEX over prosjektets 25- års levetid. OPEX er beregnet årlig og antas faste over levetiden i henhold til BVG Associates (2019). I beregningen av LCOE vil kostnadene diskonteres over prosjektets levetid.

Drift og vedlikehold (OPEX)		
Drift	kr	374 850
Vedlikehold	kr	749 700
<b>Sum drift og vedlikehold</b>	<b>kr</b>	<b>1 124 550</b>

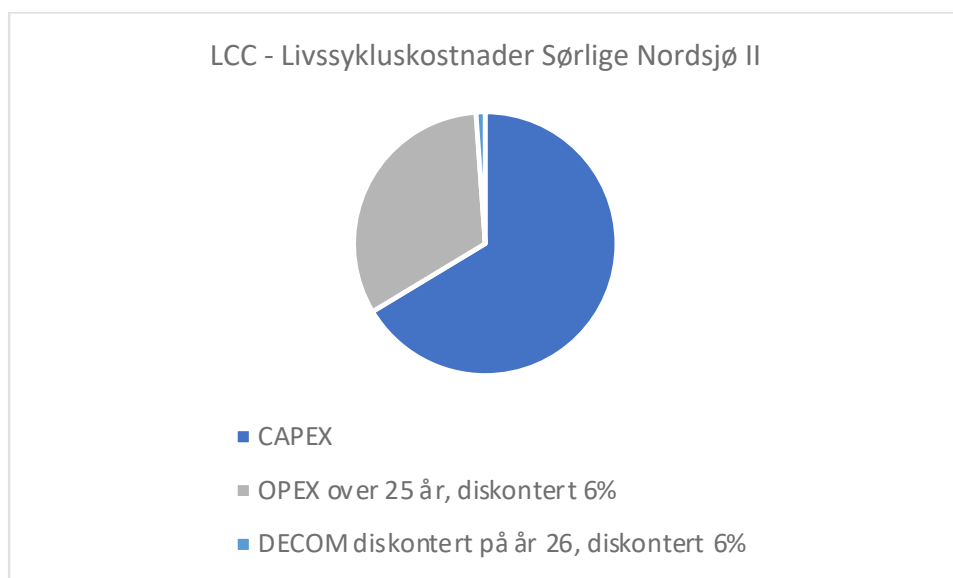
Figur 24: LCC-beregninger, OPEX årlig

DECOM vil så oppstå som en kostnadspost etter siste driftsår, og vil i LCOE beregningen diskonteres da.

Avvikling (DECOM)		
Avvikling av turbiner	kr	749 700
Avvikling av fundament	kr	1 249 500
Anleggsbidrag avvikling av substasjoner	kr	270 725
<b>Sum avviklingskostnader</b>	<b>kr</b>	<b>2 269 925</b>

Figur 25: LCC-beregninger, DECOM

En fordeling av de estimerte livssyklus kostnadene for Sørlige Nordsjø II er illustrert i diagrammet under, hvor det tydelig fremkommer at CAPEX er den største kostnadskomponenten.



Figur 26: LCC Sørlige Nordsjø II



### LCOE- Levelised Cost of Energy 'Basis'

Med utgangspunkt i beregningene av livssyklus kostnader er basisscenario – LCOE for denne analysen beregnet. Gitt forutsetningene for analysen vil utbygging av feltet ha en gjennomsnittlig LCOE på 0,47 kr/kWh som vist under.

CAPEX	29 399 701 810
OPEX over levetiden, diskontert 6%	14 375 523 168
DECOM, diskontert 6%	498 952 280
<b>Sum livssyklus kostnader</b>	<b>44 274 177 257</b>
<b>Sum total vindproduksjon diskontert</b>	<b>94 065 047 955</b>
<b>LCOE (NOK/kWh)</b>	<b>0,47</b>

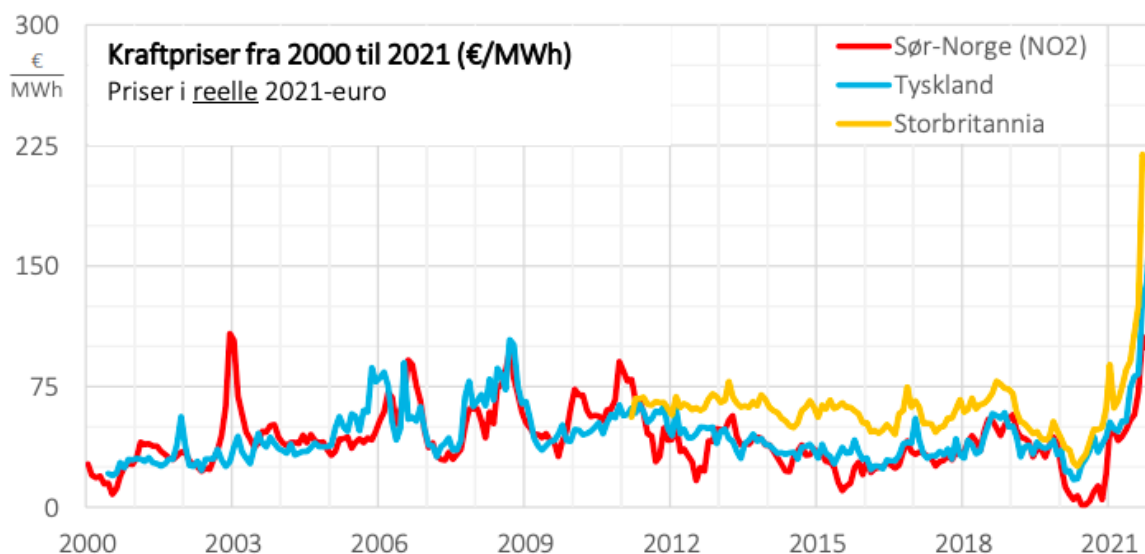
Figur 27: LCOE- beregninger utgangspunkt

### 5.3 Lønnsomhetsvurdering

Denne delen vil vurdere lønnsomheten til Norseman Wind AS for utbygging og drift av Sørlige Nordsjø II. Først vil vi etablere en gjennomsnittspris som kan vurderes opp mot LCOE. Deretter gjennomfører vi en rekke sensitivitetsanalyser for å understreke usikkerhetene ved våre kostnadsestimater, og avslutningsvis følger et estimert årsregnskap.

#### 5.3.1 Utvikling av energipriser Norge og Europa

Dagens markedssituasjon er spesiell med historisk høye gasspriser og samtidig høye priser på kull og CO<sub>2</sub>. Dette gir unormalt høye driftskostnader for både kull og gasskraftverk. Ettersom denne typen kraftverk fortsatt står for en stor del av den europeiske kraftproduksjonen og dermed ofte er prissettende, gir dette kraftpriser langt over gjennomsnittsnivået de siste 20 årene i hele Europa som vist i figuren under (Statnett, 2022).



Figur 28: Historiske kraftpriser i Sør-Norge, Tyskland og Storbritannia (Statnett, 2022).

Situasjonen med slike høye kraftpriser vil imidlertid ikke vedvare. Akkurat nå er særlig gassprisen preget av krig, og prisnivået er langt over kostnadene ved å øke tilbudet av gass til Europa. Over tid forventes det derfor at prisen vil falle ned mot et nivå som speiler de langsiktige kostnadene ved produksjon og frakt for å bringe gass til markedet. Hvor fort dette skjer er usikkert og vil blant annet avhenge av den pågående konflikten med Russland (Statnett, 2022). Parallelt bygges det ut stadig mer sol og vindkraft. Til 2030 gir disse faktorene lavere kraftpriser enn i dag. Dette er både drevet av flere timer med priser ned mot null når vind og solkraft blir prissettende og av at kraftprisen blir lavere når gasskraft setter prisen. Høy CO<sub>2</sub>-pris og fortsatt relativt mange timer per år der gasskraft er prissettende, gir likevel et relativt høyt prisnivå i 2030 sammenlignet med snittet de siste 20 årene (NVE, 2021). Dermed forventes det en svak økning i den norske kraftprisen fra 2025 til 2030.

Videre mot 2035-40 får vi raskt et skift over til en situasjon der både kull- og konvensjonell gasskraft vil fases ut. Kull- og gasskraftverk vil derfor få mindre og mindre betydning for kraftprisene. Med gradvis utfasing av fossil kraftproduksjon får også CO<sub>2</sub>-prisen mindre direkte betydning for kraftprisen (Statnett, 2022). Dette innebærer at det i større grad er teknologikostnadene for utbygging av vind, solkraft, batterier og elektrolyseanlegg med lagring av hydrogen som bestemmer kraftprisnivået over tid. Med stadig lavere teknologikostnader vil også de gjennomsnittlige kraftprisene bli lavere over tid (Statnett, 2022). Den gjennomsnittlige kraftprisen forventes å falle noe mellom 2030 og 2040, og mest i

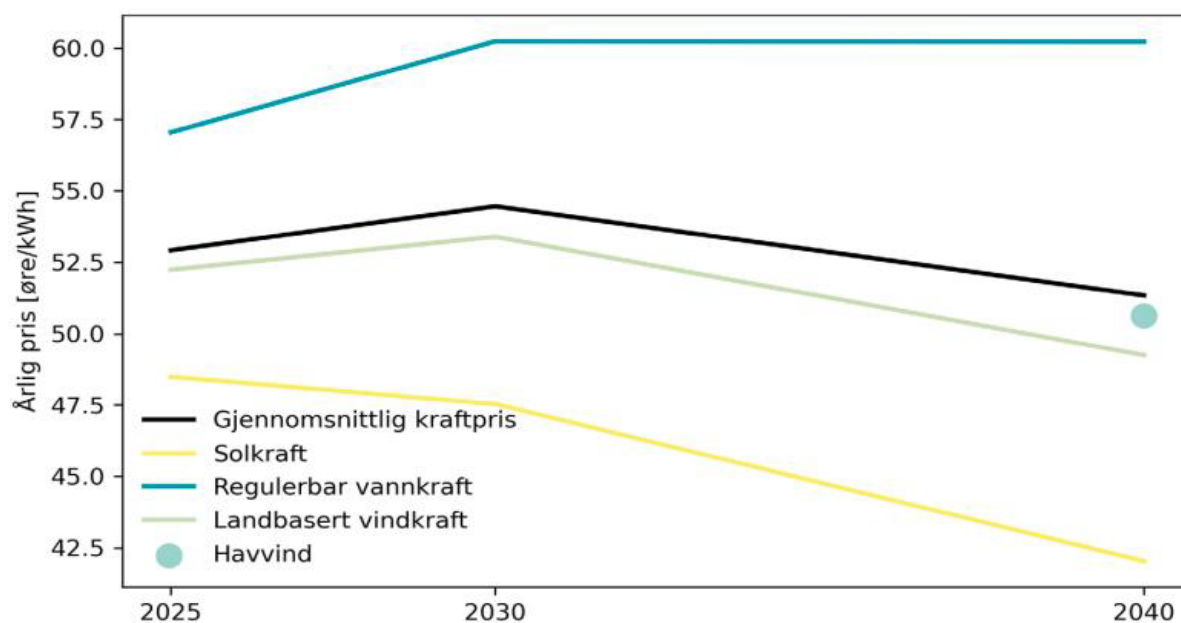
Sør-Norge. NVE sin antakelse om at utbyggingen av vind- og solkraft i Norge tar seg opp etter 2030 bidrar også til at gjennomsnittsprisen faller noe mot 2040. En oppsummering av NVE (2021) sine prognoser er illustrert i tabellen under.

	Basis 2025	Basis 2030	Basis 2040	Lav 2025	Lav 2030	Lav 2040	Høy 2025	Høy 2030	Høy 2040
<b>Norge</b>	0,50	0,52	0,50	0,41	0,40	38	60	67	63
<b>NO2</b>	0,53	0,55	0,53	0,44	43	40	64	71	67

Figur 29: Prognose energipriser (NVE, 2021)

Statnett (2020) har også foretatt en langsiktig markedsanalyse mot 2050. Forventningen er at prisbildet ligner det for 2040, men at innslag av flere svært lave priser trekker prisene noe ned (Statnett, 2020). Inntreden av en havvindpark på SNII vil kunne påvirke prisene, og avhenge av tilknytningsmetode. Langsiktige tilpasninger vil imidlertid dempe de isolerte priseffektene.

Videre oppnår uregulerbare produksjonsteknologier kraftpriser lavere enn gjennomsnittsprisen. Figuren under viser oppnådd kraftpris for regulerbar vannkraft, solkraft, vindkraft på land og havvind, sammen med gjennomsnittlig kraftpris i Sør-Norge mot 2040. NVE forventer at havvind bygges ut etter 2030, og har derfor kun beregnet oppnådd kraftpris for havvind i 2040.



Figur 30: Kraftpris i Sør-Norge (NVE, 2021)

Frem mot 2040 faller oppnådd kraftpris for vindkraft på land relativt til gjennomsnittsprisen. Dette tyder på at det vil være en kannibaliseringseffekt, slik at dess mer vindkraft som produserer samtidig, dess mer vil kraftprisen falle for vindkraftverkene. I perioder blåser det mye i Sør-Norge og i Europa samtidig, slik at kraftprisen i Sør-Norge faller i de timene vindkraften i dette området produserer. Kannibaliseringseffekten er større for sol, og oppnådd kraftpris for solkraft i Norge faller betydelig frem mot 2040. NVE (2021) finner også at havvind oppnår en høyere kraftpris enn det vindkraftverk på land oppnår. Dette kommer av at produksjonsprofilen for havvind er jevnere enn produksjonsprofilen for landbasert vind.

### *Gjennomsnittspris til lønnsomhetsvurdering*

Det forventes at de historisk høye strømprisene ikke vil vedvare, og at det vil være en gradvis innfasing av fornybar energi som etter hvert vil blir prissettende. Med stadig lavere teknologikostnader forventes gjennomsnittsprisen å falle fra 2035-2050. Vi tar utgangspunkt i NVE sine estimerte strømpriser og legger til grunn en gjennomsnittspris 0,50 kr/kWh. Dette er noe lavere enn estimert pris for NO2, basert på at prisene på vindkraft ligger noe under gjennomsnittsprisen. Vi tar utgangspunkt i estimerte norske priser ettersom elektrisiteten vil ha en radiell tilkobling til Norge. Pris på kraft bør i utgangspunktet beregnes på tidspunktet for produksjon, så dette er en usikkerhet ved analysen.

### 5.3.2 Sensitivitetsanalyse

På bakgrunn av en gjennomsnittspris på 0,50 kr KW/h vil vi i denne delen gjennomføre lønnsomhetsvurderingsvurderinger ved hjelp av sensitivitetsanalyse. De presenterte LCC og LCOE beregningene utgjør vårt basisscenario. Sensitivitetsanalysene skal understreke usikkerheten i kostnadsestimatene, og har som formål å vurdere hvilke forutsetninger som er mest følsomme med hensyn til lønnsomhet.

### *Balance of Plant*

Anleggsbidrag: "Balance of Plant"	25 %	50 %	100 %
Totalkostnader	kr 2 356 400 000	kr 4 712 800 000	kr 9 425 600 000
<b>LCOE (kr/KWh)</b>	<b>kr 0,47</b>	<b>kr 0,50</b>	<b>kr 0,55</b>

*Figur 31: Sensitivitet anleggsbidrag*

Et anleggsbidrag på 100% vil medføre at prosjektet ikke blir lønnsomt. Dersom anleggsbidraget blir på 50% eller 25%, vil LCOE ligge under prisen gjennomsnittsprisen, og dermed vurderes som lønnsomt.

#### Bunnfast teknologi

Bunnfast teknologi	Jacket	Monopæl
Kostnader	kr 5 759 600 000	kr 6 073 760 000
LCOE (kr/KWh)	<b>kr 0,47</b>	<b>kr 0,47</b>

Figur 32: Sensitivitet bunnfast teknologi

Basert på analysens data og forutsetninger vil både en utbygging med jackets og monopæl være lønnsomt, men «Jacket» vil være mest lønnsomt. Forskjellen i kostnaden mellom de to fundamentene er imidlertid så liten at det ikke er utslagsgivende på LCOE. Videre bør det nevnes at «Jackets» muligens er det beste valget teknologisk da denne konstruksjonen er best egnet for dypere bunn, mens monopæl kan være det beste valget strategisk.

#### Turbinstørrelse

Turbinstørrelse	12 MW	16 MW	20 MW
Totalkostnader	kr 19 856 538	kr 18 676 412	kr 18 152 800
LCOE (kr/KWh)	<b>kr 0,48</b>	<b>kr 0,47</b>	<b>kr 0,46</b>

Figur 33: Sensitivitet turbinstørrelse

Når det gjelder turbinstørrelse vil lønnsomheten øke i takt med at møllene blir større. Kostnadsreduksjonene som følger turbinstørrelse, vil i dette tilfellet være utslagsgivende. Utbyggingen vil imidlertid være lønnsom basert på både 12, 16 og 20 MW turbiner, da alle turbinstørrelsene gir lavere LCOE lavere enn gjennomsnittsprisen.

### Økonomisk levetid, diskonteringsrente & kapasitetsfaktor

Sensitivitetsparametre	Lav	Middels	Høy
Økonomisk levetid (år)	20	25	30
<b>LCOE (kr/KWh)</b>	<b>0,51</b>	<b>0,47</b>	<b>0,45</b>
Diskonteringsrente +/- 2%	4 %	6 %	8 %
<b>LCOE (kr/KWh)</b>	<b>0,42</b>	<b>0,47</b>	<b>0,53</b>
Kapasitetsfaktor +/- 5%	55 %	60 %	65 %
<b>LCOE (kr/KWh)</b>	<b>0,51</b>	<b>0,47</b>	<b>0,43</b>

Figur 34: Sensitivitet levetid, diskonteringsrente og kapasitetsfaktor

Sensitivitetsanalysene som omhandler levetid og kapasitetsfaktor viser at prosjektet ligger lik eller under antatt gjennomsnittspris ved alle tilfellene vi tester for, men lengre levetid og høyere kapasitetsfaktor gir lavere LCOE. Valg av avkastningskrav har imidlertid stor betydning på lønnsomheten, og ved et avkastningskrav på 6% vil ikke prosjektet lenger vurderes som lønnsomt.

### OPEX & installasjon

Sensitivitetsparametre	Lav	Middels	Høy
OPEX +/- 20%	-20 %	0 %	20 %
Drift og vedlikholdkostnader	899 640 000	1 124 550 000	1 349 460 000
<b>LCOE (kr/KWh)</b>	<b>0,44</b>	<b>0,47</b>	<b>0,50</b>
Innstallasjon +/- 20%	-20 %	0 %	20 %
Innstallasjonskostnader	5 581 616 000	6 977 020 000	8 372 424 000
<b>LCOE (kr/KWh)</b>	<b>0,46</b>	<b>0,47</b>	<b>0,49</b>

Figur 35: Sensitivitet OPEX og installasjon

Avslutningsvis vil alle OPEX og installasjon scenariene (+-20%) medføre en lønnsom utbygging, med en LCOE under gjennomsnittsprisen.

### Resultater

For å oppsummere vil det være avgjørende for lønnsomheten hvorvidt Statnett bærer kostnadene for utbygging og drift av «Balance of Plant». Prosjektet vil være lønnsomt opp til og med 50% anleggsbidrag, som tilsvarer det lovverket tillater. Derimot vil et utfall hvor

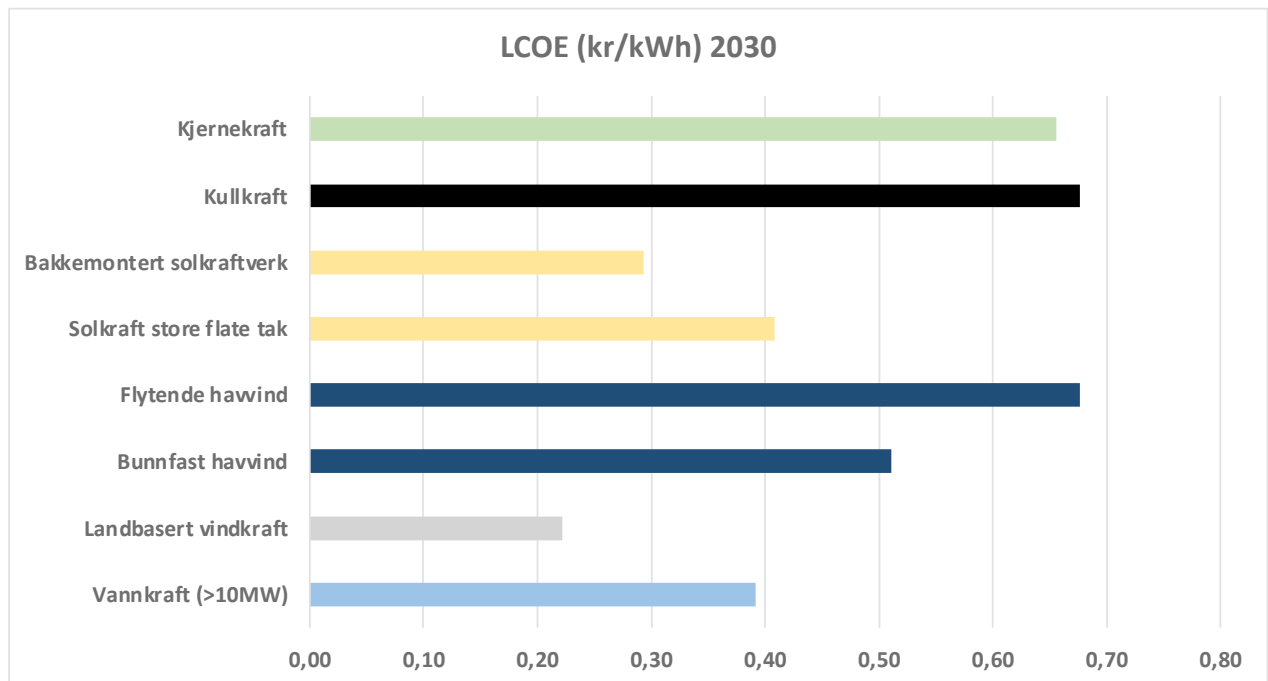
Norseman Wind AS betaler og drifter hele «Balance of Plant» ikke være lønnsom gitt våre estimerte beregninger.

Økonomisk levetid er en utslagsgivende faktor, hvor vi ser at om den økonomiske levetiden skulle falle med fem år vil prosjektet ikke lenger være lønnsomt. Det har imidlertid vært en historisk utvikling på økt levetid for havvindprosjekter, som også forventes å fortsette i tiden fremover. Økt levetid vil redusere LCOE sammenlignet med basisscenarioet. Videre er diskonteringsrenten viktig for lønnsomheten, og det kommer frem at prosjektet ikke tåler en 2% høyere diskonteringsrente fra basisscenarioet for å kunne vurderes som lønnsomt. Prosjektet er også følsomt for kapasitetsfaktor, hvor en 5% nedgang vil tilsa at prosjektet ikke er lønnsomt. Den siste utslagsgivende sensitivitetsanalysen er ned- og oppjustering av OPEX, hvor en oppjustering medfører at prosjektet går i «break-even».

Sensitivitetsanalysene for turbinstørrelse, bunnfast teknologi og installasjonskostnader er mindre følsomme for variasjon med hensyn til lønnsomhetskriteriet. Prosjektet vil være lønnsomt for alle turbinstørrelse vi tester for, men en økning i turbinstørrelse vil føre til nedgang i LCOE og medfører dermed økt lønnsomhet. Vedrørende bunnfast teknologi vil monopæl i dette tilfellet være noe dyrere enn jackets, men ikke utslagsgivende på LCOE. Til slutt vil prosjektet være lønnsomt ved både ned- og oppjusteringen av installasjonskostnader.

#### *Sammenligning av LCOE med andre bransjer*

NVE har gjort anslag for kostnader for kraftproduksjon for ulike teknologier hvor LCOE benyttes som sammenlikningsgrunnlag. Estimatenes er gjort for 2030. Figuren nedenfor viser LCOE for følgende energikilder: kjernekraft, kullkraft, bakkemontert solkraftverk, solkraftverk store flate tak, flytende havvind, bunnfast havvind og landbasert vannkraftverk større enn 10 MWh (NVE, 2022).



Figur 36 Estimert LCOE for ulike teknologer i 2030 (NVE, 2022)

Vi har kalkulert en LCOE på 0,47 kr/kWh basert på våre forutsetninger for analysen. Videre må det nevnes at det er ventet kostnadsreduksjoner, og dermed kan LCOE falle frem mot 2030. Bunnfast havvind etter estimatene til NVE ligger på 0,51 kr/kWh, basert på 25 års levetid og 1400 MWh (NVE, 2022). Det er imidlertid uklart hvorvidt NVE har inkludert nettkostnader i sine analyser, og om deres beregninger er før/etter skatt. Dersom NVE har inkludert nettkostnader og beregnet LCOE etter skatt så kan dette forklare hvorfor deres LCOE for bunnfast havvind skiller seg fra våre estimater.

### *Auksjonspriser i Europa*

Det er også interessant å se den beregnede LCOE opp mot historiske auksjonspriser i landene rundt Nordsjøen. I Storbritannia har tildelte bud falt fra 1,39 -1,47 kr/kWh i den første runden med CfD holdt i 2015 til 0,45-0,51 kr/kWh i den tredje runden holdt i 2019 med leveranse i 2024-25.

Auksjonsprisene i Danmark var relativt lave fra begynnelsen, fra 0,73 kr/kWh ved første utbygging i 2005, med en økning i 2008 og topp i 2009 på 1,49 kr/ kWh (for Anholt), og deretter kraftig nedgang til 0,53 kr/kWh i 2015 (NOK). Videre ble en auksjon i 2021 ble vunnet etter loddtrekning, ettersom fem av seks budgivere hadde bydd minsteprisen på 0,01 danske øre/kWh (Jansen et al., 2022). Et slikt bud innebærer at det ikke utbetales støtte til prosjektet.



Tvert imot må utbygger betale differansen mellom markedsreferanseprisen og anbudsprisen på 0,01 danske øre/kWh til den danske staten i løpet av de første 2-3 årene i drift, inntil taket på 2,8 milliarder DKK er nådd (Jansen et al., 2022).

Norge ligger en del år bak med hensyn til utbygging og erfaring, både av havvindpark og med hensyn til utarbeidelse av auksjonsmodeller. I tillegg er feltet langt fra land og dypt, hvilket driver kostnadene. Det virker dermed sannsynlig at auksjonsprisene på dette feltet vil ligge over eller i det øvrige sjiktet sammenlignet med andre land som opererer i Nordsjøen.

### 5.3.3 Estimert årsregnskap

Livssyklus kostnader omhandler totale kostnadene for prosjektet, men det er også interessant å se på inntekts- og kostnadsfordelingen på årsbasis og utviklingen i denne. Som et tillegg til analysen har vi satt opp et forslag til inntekts- og kostnadsfordelingen over årene vindparken er i drift. Vi har derfor utarbeidet et «grovt» resultatregnskap, med tilhørende beregninger av kapitalkostnader, og nedbetalingsplan for lånefinansiering. Disse er lagt som vedlegg i oppgaven. En diskusjon av vurderingene som er gjort i utarbeidelsen følger, og til slutt en kommentar på det årlige resultatet og «Return on Invested Capital» (ROIC).

#### *EBITDA*

Estimerte inntekter er basert på forventet produksjon med 1400 MW installert kapasitet og 60% kapasitetsfaktor, sammen med NVE sitt anslag på forventede gjennomsnittspriser for Norge. Fra 2050-55 er det lagt inn et fall i prisene i henhold til Statnett sine prognoser.

Kostnader for miljøundersøkelser og installasjon fordels på to år, mens 25% anleggsbidrag settes som en engangssum i år 0. Videre forutsettes det konstante drifts- og vedlikeholdskostnader som påløper fra første driftsår.

#### *Kapitalkostnader = avskrivninger + kalkulatorisk rente*

Kapitalkostnader er kostnaden av kapitalen som er bundet i prosjektet, som da kunne vært anvendt til andre formål og dermed har en alternativ kostnad (Bjørnenak, 2019). I tillegg er det en kostnad at anleggsmidler har begrenset levetid. Kapitalkostnad = kalkulatorisk rente + avskrivning. Kalkulatoriske rentekostnader er alternativkostnaden på kapitalbinding, og beregnes ved å multiplisere kapitalbinding og diskonteringsrente.

Avskrivninger fordeler en investering over den økonomiske levetid, og kan ha ulike overordnede mål. I lønnsomhetsanalyser er resultatet det viktigste (Bjørnenak, 2019). Resultat sammenstiller inntekter og kostnader slik lønnsomheten i en periode fremkommer, og en resultatorientert avskrivningsplan vil legge vekt på resultatet ved ulike anvendelser av utstyret. Det er ønskelig å vurdere hva selskapet tjener på bruken av anleggsmiddelet, og eksempelvis ikke hva selskapet kunne fått om det ble solgt.

Det finnes fem modeller for å beregne avskrivninger, hvor avskrivningsgrunnlag, hensyn til inflasjon og avskrivningsprofil legger grunnlaget for valg av modell (Bjørnenak, 2019). Avskrivningsgrunnlaget kan være av gjenanskaffelseskost eller historisk kost. Fordelen ved gjenanskaffelseskost er at den signaliserer at konsortiet kan komme til å ha behov for høyere inntekter over tid for å kunne gjenanskaffe tilsvarende eiendeler. Historisk kost kritiseres for å være misvisende ved lang levetid, men er den mest vanlige verdien å legge til grunn ettersom at det gir et relativt objektivt kapitalgrunnlag knyttet til hva det kostet å anskaffe eiendelen. I denne aktuelle konteksten er det mest hensiktsmessig å bruke historisk kost. Det er usikkerhet tilknyttet gjenanskaffelse; om det i det hele tatt vil være reelt at komponentene skal gjenskaffes og hva disse eventuelt vil kunne anskaffes for. De faktiske kostnadene for utbygging av feltet vil ikke være kjent før nærmere 2030/31, og på det tidspunktet det kunne blitt aktuelt med gjenanskaffelse vil det trolig ha skjedd mye i bransjen med hensyn til teknologi, kostnadsreduksjoner og komponentstørrelser. Disse faktorene kan trekke i begge retninger ettersom at de alle er med på å redusere kostander, kan større komponenter også drive andre kostnader opp. Et eksempel på dette kan være at om det skal installeres større turbiner, kan det muligens kreve større og mer robuste fundamenter, som igjen driver kostnadene opp. Grunnet slike usikkerhetsmomenter til gjenanskaffelse velger vi å benytte historisk kost som kapitalgrunnlag. På denne bakgrunn velger vi også å se bort fra inflasjon.

Kapitalgrunnlaget består av de fysiske investeringskostnadene for produksjon og anskaffelse av turbin og fundament. Resterende oppstartskostnader tilknyttet undersøkelser og installasjon føres som kostnader de to første årene, ettersom at dette ikke er fysiske eiendeler som kan føres opp i balansen.

Avskrivningsprofilen kan være progressiv, degressiv eller lineær. Lineære er mest vanlig i praksis, men ulempen er at ved en konstant kontantstrøm vil virksomheten få en jevnt økende

rapportert lønnsomhet, selv om eiendelen er anskaffet for bruk over flere år. Degressiv avskrivninger kan være passende dersom inntjeningen er stabil over flere år slik at rapporteringen av lønnsomheten blir stabil over levetiden. I dette tilfellet er inntjeningen forventet å falle noe mot slutten av prosjektets levetid grunnet et forventet fall i gjennomsnittlig strømpris (Statnett, 2020). Om dette ikke skulle inntreffe likevel, kan det uansett tenkes at vedlikehold vil øke noe eller bruksverdien falle mot slutten av levetiden. I så tilfelle kan progressive avskrivninger gi et bedre virkelighetsbilde av lønnsomheten.

I sum velger vi nominell annuitet som avskrivningsplan (Bjørnenak, 2019). Metoden tar utgangspunkt i historisk kost som avskrivningsgrunnlag og annuiteten gir en årlig nominelt lik kapitalkostnad, gitt 25 års levetid og 6% diskonteringsrente. Avskrivningene beregnes som differansen mellom totalkostnaden til kapital og de kalkulatoriske rentene, hvilket medfører underliggende progressiv avskrivning siden den kalkulatoriske rentekostnaden reduseres i takt med reduksjonen i kapitalbinding. Fordelen med denne metoden er at kapitalkostnadene ikke synker like kraftig som med nominell lineær metode, mens en ulempe er at metoden ikke tar høyde for at nytt utstyr kan være dyrere å kjøpe inn. Med hensyn til analysens forutsetninger synes midlertid dette som den mest passende metoden.

### *Serielån*

Virksomhetens finansiering er satt opp som en belåning på 80% av CAPEX i henhold til intervju med Norseman Wind AS. Vi har for enkelhetsskyld valgt å sette denne belåningen som et serielån. Det vanligste er å benytte annuitetslån, men sammen med progressive avskrivninger vil dette gi et feilaktig bilde av lønnsomheten. Videre har vi satt 27 år nedbetalingstid hvorav 3 år er avdragsfritt. Vi har antatt avdragsfrihet de første årene slik at konsortier skal få litt tid på seg til å komme i gang med driften. Med bakgrunn i diskusjonen under økonomiske faktorer i PESTEL, har vi satt 4,0% nominell rente. I tillegg er det enda noen år til undersøkelser og utbygging starter, slik at rentenivået kan ha falt igjen og tilbudet av grønne lån kan ha økt.

I virkeligheten vil finansieringspakken for havvind parken være vesentlig mye mer kompleks. For å understreke dette stilte hele 29 banker med lån for å finansiere Equinors utbygging av verdens største havvind park Doggerbank i Storbritannia (Brenna, 2020). Det ble også innhentet garantier fra eksempelvis selskapet Eksfin, slik at bankene kan strekke seg enda lengre (Østensjø). I tillegg er det utfordringer tilknyttet pantereglene for vindmøller til havs

som kan medføre utfordringer i utlånsprosessen. Vindturbiner på land pantsettes sammen med den faste eiendom og registreres i grunnboken. Havbunnen er ikke underlagt privat eiendomsrett, og således kan ikke havbaserte vindturbiner per i dag pantsettes etter disse reglene. Det har vært diskutert om turbinene kan pantsettes som en del av utbyggers driftstilbehør, eller så kan man se til danskene som pantsetter havbaserte vindturbiner etter reglene om fast eiendom, uten at feltet de står på matrikuleres. Samlet sett er det ikke utarbeidet et velfungerende system for pantsettelse av havvinsparker (Bohmann, Høgevold, & Hansson, 2021).

### *Skatt*

Det forutsettes 22% bedriftsskatt, men siden konsortiet vil gå med underskudd de første årene vil de få utsatt skattefordel frem til år 2037. I henhold til IAS 12 Inntektsskatt er skattepliktig inntekt lik regnskapsmessig overskudd fratrukket fremførbart underskudd (IFRS, 2001). Når selskapet i senere år går med overskudd, skal det ikke beregnes skatt før overskuddet er større enn det fremførbare underskuddet.

### *DECOM*

Det kan argumenteres for at DECOM kan settes til 0 ettersom at det med tiden kan etableres et brukmarked og resirkulering av komponenter, og at feltet muligens utbedres og forlenges når den økonomiske levetiden nærmer seg slutt. Velger her imidlertid å beholde DECOM som en kostnadspost i regnskapet ettersom at det kommer til å påløpe kostander når feltet nærmer seg levetiden.

### *Resultat og ROIC*

Basert på forutsetningene går konsortiet med underskudd i år 0 og år 1. Dette medfører fremførbart underskudd og utsatt skattefordel. Selskapet går videre med overskudd fra første driftsår, men vil da ikke betale skatt før summen av overskuddene er høyere enn det fremførbare underskuddet, som da forekommer i år 9 eller her estimert 2037. Fra dette året og frem til siste driftsår går konsortiet med relativt stabile overskudd, men noe fallende grunnet progressive avskrivninger og fallende strømpriser. Etter siste driftsår uteblir produksjon og inntekter, og sammen med en vesentlig kostnadspost for avvikling av havvindparken, gir i sum underskudd i dette avviklingsåret.

Return on Invested Capital (ROIC) er beregnet i den vedlagte kapitalkostnadsoversikten. ROIC før skatt beregnes som driftsresultat, altså før betaling av renter og lån, dividert på kapitalbindingen det aktuelle året. Formålet er således å vurdere avkastningen fra driften, ikke med hensyn til hvordan selskapet har valgt å finansiere seg. Gitt relativt stabilt driftsresultat, vil ROIC stige i takt med at kapitalbindingen avskrives. Problemet med ROIC er så at nøkkeltallet ikke alltid reflekterer den underliggende verdiskapningen. Den stiger fra 18% - 24% de første 15 driftsårene, og fra 25% til 139% de 10 siste årene. Denne økningen ville vært enda mer markant med en lineær avskrivningsplan, men må også her vurderes med kjønn.

ROIC kan sammenlignes med konkurrenter og mot prosjektets diskonteringsrente for å vurdere lønnsomhet (Plenborg & Kinserdal, 2021). Sammenlignet med diskonteringsrente på 4-8% før skatt synes dette tilfredsstillende. Ettersom at inntjeningen er relativt stabil burde ROIC også ligge mer stabilt enn hva den gjør særlig mot slutten av prosjektets levetid. Vurdering av nøkkeltall bør ikke gjøres isolert sett, men sammen i en diskusjon av andre nøkkeltall eller som en del av en helhetlig, kvalitativ analyse (Plenborg & Kinserdal, 2021). Det vi kan trekke ut fra dette er imidlertid at det er interessant å vurdere at nøkkeltallet i det minste ligger over diskonteringsrenten benyttet for prosjektet. Det må imidlertid også gjentas at analysen bygger på flere forutsetninger, og at endring av en eller flere av disse kan medføre andre resultater.

## 6. Konklusjon

I dette kapitlet vil først diskutere og presentere begrensningene ved studien. Deretter vil vi presentere de viktigste funnene for å besvare problemstillingen, og avslutningsvis vil vi gi forslag til fremtidig forskning.

### 6.1 Begrensninger og diskusjon

Det foreligger generelt stor usikkerhet knyttet til rammene i markedet. Det er ved dette tidspunkt ikke avklart hvor mange konsesjoner som vil bli utdelt eller hva kriteriene for tildeling vil bli. Det samme gjelder hvem som vil ha ansvaret for utbygging og drift av kabelnettet for SNII, hvilket er store kostnader som vil være svært avgjørende for lønnsomheten ved prosjektet. Således er analysen basert på en rekke antagelser, støttet av intervjuer og litteratur. Det ble den 6. desember publisert et høringsnotat som gir klarhet i en rekke av disse usikkerhetsmomentene. Denne informasjonen ville gjort oppgaven mer aktuell, men er imidlertid ikke inkludert i analysen grunnet tidsbegrensningen. Videre ville et større antall intervjuobjekter ville ført til et mer helhetlig bilde av konkurransesituasjonen og markedet. Vi forsøkte å komme i kontakt med samtlige av konsortiene, men det var bare to av dem som var villig til å stille til intervju. Dette kan anses som en svakhet ved vår analyse.

Videre er det stor usikkerhet i estimatene for hvordan kostnadene for offshore vindparker vil utvikle seg i tiden fremover. Kostnadene vil også være prosjektspesifikke da de påvirkes av lokale forhold som feltets beliggenhet og karakteristika, samt lokale priser. Sørlige Nordsjø II er per i dag det dypeste feltet det planlegges for bunnfaste fundamenter, og avstanden fra land til SNII er også blant den lengste i bransjen. Dette vil kreve større fundament enn hva som eksisterer i dag, og større fartøy for å frakte komponentene ut til vindparken. Det er usikkert hvor mye dyrere avstanden og dybden på feltet faktisk vil gjøre utbyggingen. Vi har benyttet intervju, og anerkjente kilder som BVG Associates, NVE og Thema Consulting og Multiconsult til å foreta slike kostnadsjusteringer.

Det hadde vært ønskelig å ha tilgang på primærdata fra konsortienes egne kostnadsestimater, eller kontrakter og avtaler med leverandører for priser på de ulike komponentene. Konsortiene vi har vært i kontakt med er imidlertid i en konkurransesituasjon, og dermed er kostnadsestimatene deres for sensitive til å dele. Konsortienes kostnadsestimater kunne bidratt til en mer realistisk og presis studie. Vi har til gjengjeld gjennomført sensitivitetsanalyser for å vise hvordan LCOE påvirkes ved endring i ulike forutsetninger. I sensitivitetsanalysene vil kun

en forutsetning endres av gangen, men i virkeligheten kan flere endres samtidig. Sensitivitetsanalysene bidrar likevel til å belyse usikkerheten i tallgrunnlaget.

Den viktigste kvantitative lønnsomhetsvurderingen i analysen er gjennomsnittspris sammenlignet med LCOE. Denne vurderingen har begrensninger. En svakhet ved LCOE er at energiproduksjonen antas å være statisk over hele prosjektets levetid, hvilket ikke samsvarer med virkeligheten (Johnston et al, 2020). Det er heller ikke en konkret regel på hvilke kostnader som skal inkluderes i beregningen, som kan medføre vanskeligheter med å vurdere konkurranseevnen på en rettferdig måte (Ecofys , 2014). LCOE er også sensitiv for endring av avkastningskravet, slik at ulike prosjekter med ulikt avkastningskrav vil være lite hensiktsmessig å sammenligne. Havvind sin raskt voksende teknologi har innvirkning på livsyklus-kostnadene, som kan lede til store regionale kostnadsforskjeller. I slike tilfeller kan LCOE også være lite egnet som sammenligningsgrunnlag.

Vi har tatt utgangspunkt i den estimerte gjennomsnittsprisen for Norge som ligger noe under den estimerte prisen i NO2, som feltet vil kobles til. Dette er gjort for å hensynta at prisen for havvind ligger under gjennomsnittsprisen. Gjennomsnittlig strømpris er imidlertid vanskelig å estimere, og bør i utgangspunktet estimeres ved tidspunktet for produksjon. Det er også verdt å nevne at andre forutsetninger kunne gi andre lønnsomhetsresultater. Vi anser det likevel hensiktsmessig å benytte LCOE og gjennomsnittlig energipris, da dette er mest brukt for å regne ut, diskutere og sammenligne energikostnaden innenfor energisektoren (Johnston et al, 2020).

Som et tillegg til analysen har vi utarbeidet et grovt resultatregnskap, basert på en rekke antakelser. Formålet med regnskapet er å gi en indikasjon på inntekts- og kostnadsfordelingen på årsbasis og utviklingen i denne gjennom havvindparkens levetid. Det er antatt at progressive avskrivninger er mest egnet til å reflektere lønnsomheten fra prosjektet. Videre har vi forenklet finansieringen ved å sette opp et serielån, mens i realiteten er finansieringen vesentlig mer kompleks. Til slutt er skattereglene tilknyttet utsatt skatt og fremførbart underskudd omfattende, og vi har gjennomført en forenklet beregning.

## 6.2 Overordnet konklusjon

I denne studien har vi gitt en innføring av havvind i Norge. Vi har utredet strategiske og teknologiske valg, og hvordan disse har påvirket lønnsomhetsbildet ved utbygging, drift og avvikling av en havvindpark i Norge. Vi begrenset oppgaven til å se spesifikt på den forventende prosjektlønnsomheten for konsortiet Norseman Wind AS ved utbygging av feltet Sørilige Nordsjø II, med følgende problemstilling:

*Under hvilke forutsetninger vil havvind være lønnsomt på Sørilige Nordsjø II?*

I tillegg valgte vi oss ut to forskningsspørsmål, hvorav det første lyder; *Hvordan setter eksterne drivkrefter og konkurranse føringer for markedet?* Vi har for å besvare dette benyttet rammeverkene «PESTEL» og «Porters fem konkurransekrefter». Et av de viktigste funnene innebærer at havvindaktører i Norge har begrensede valgmuligheter, ettersom at bransjen er regulert av myndighetene og lovverket i Norge. Det er bestemt at første byggetrinn vil innebære radial tilkobling, og at prekvalifisering og auksjon vil avgjøre tildeling av konsesjonen. Myndighetene vil også fastsette kriteriene for tildeling, og avgjøre hvorvidt havvind vil subsidieres eller ikke.

Videre forventes det kostnadsreduksjoner grunnet økt turbinstørrelse og storskala vindparker. Produksjonen fra feltet vil kobles til NO2, som vil ha innvirkning på lønnsomheten for prosjektet. Miljømessige aspekter ved utbygging og drift av parken vil også være faktorer som utbygger må ta hensyn til. Det forventes en moderat økning i rivaliseringen på feltet fremover, i hovedsak grunnet trusselen fra substitutter og forhandlingsforholdet med leverandører. Den økte rivaliseringen kan imidlertid veies opp med verdiskaping i form av ytterligere kostnadsreduksjoner i tiden fremover, og økt etterspørsel etter fornybar energi.

Vi vil i det følgende utdype det andre forskningsspørsmålet; *Hvordan påvirker bedriftens strategiske og teknologiske valg LCC og fremtidig lønnsomhet?* Til tross for relativt bestemte rammer for markedet, er det likevel noen avgjørelser som vil være opp til konsortiet selv. Norseman Wind AS har valgt å føre en aktiv kontraktsstrategi både med hensyn til leverandører og leveranse av produsert kraft. Konsortiet vil også fokusere på en bærekraftig drift, og av teknologi ser de for seg å installere jacket-fundament og turbiner i en størrelsesorden på rundt 16 MW (Beisland, personlig kommunikasjon, 21. oktober 2022). Vi har beregnet



livssyklus kostnader (LCC) og Levelized cost of Energy (LCOE), og gjennomført sensitivitetsanalyser for å kartlegge følsomheten til de mest usikre parameterne. De viktigste funnene er at kapasitetsfaktor, diskonteringsrente og anleggsbidrag er de mest utslagsgivende parameterne for lønnsomheten. Anleggsbidrag er en andel av kostnaden for Balance of plant hvis Statnett får ansvaret for utbygging og drift av denne. Prosjektet vurderes lønnsomt til en diskonteringsrente på 6%, med en kapasitetsfaktor høyere enn 55% eller ved et anleggsbidrag på under 50%.

### 6.3 Forslag til videre studier

Vi har underveis i arbeidet kommet over andre innfallsvinkler som kan være interessant for videre forskning.

Denne studien har tatt utgangspunkt i byggetrinn 1 av Sørlige Nordsjø II med radial tilkobling, således kan det være interessant å undersøke byggetrinn 2 med hybrid tilkobling. Særlig vil dette være interessant når byggetrinn 1 er ferdigstilt, da dette vil gi et godt tallgrunnlag for inntekter og kostnader for byggetrinn 2. I tillegg har vår studie hatt hovedfokus på kostnadssiden til prosjektet, så en annen innfallsvinkel kan være å rette fokus på inntektssiden.

Videre kan en interessant studie omhandle forsyningskjeden for en havvindpark. Norge og Europas storsatsing, i tillegg til stadig større komponenter kan potensielt medføre flaskehals. Denne bekymringen har kommet frem i et intervju med konsortiene (Magnussen, personlig kommunikasjon, 09. november 2022), og var også en av årsakene til den høye auksjonsprisen i Anholt, Danmark i 2009 (Jansen et al., 2022).

Andre mulige studier kan være å avholde et større antall intervjuer når bransjen i Norge er mer moden, og ikke like utsatt for konkurranse. Når bransjen er mer moden, kan kostnadsdata blir mer tilgjengelig. Avslutningsvis kan det også være spennende å gjennomføre en livssyklusanalyse, hvor miljømessige avtrykk kvantifiseres og inngår i kostnadsbildet.

Vi håper vårt bidrag gjennom denne studien vil inspirere andre til å undersøke disse problemstillingene videre, som vil kunne gi økt forståelse for denne fremvoksende bransjen.

## Vedlegg

### Vedlegg 1: Estimert regnskap (TNOK)

År	Inntekt	DECOM	CAPEX	OPEX	EBITDA	Avskrivninger	Driftsresultat	Avdrag lån	Renter lån	Resultat f. skatt	Skatt	Resultat e. skatt
2028			-5 894 840		-5 894 840		-5 894 840		-898 405	-6 793 245		-6 793 245
2029			-4 359 590		-4 359 590		-4 359 590		-898 405	-5 257 995		-5 257 995
2030	3 826 368			-1 124 550	2 701 818	-248 909	2 452 909		-1 999	2 450 909		2 450 909
2031	3 826 368			-1 124 550	2 701 818	-263 844	2 437 974	-935 839	-1 928	1 500 207		1 500 207
2032	3 826 368			-1 124 550	2 701 818	-279 675	2 422 143	-935 839	-1 857	1 484 448		1 484 448
2033	3 826 368			-1 124 550	2 701 818	-296 455	2 405 363	-935 839	-1 785	1 467 739		1 467 739
2034	3 826 368			-1 124 550	2 701 818	-314 242	2 387 576	-935 839	-1 714	1 450 023		1 450 023
2035	3 826 368			-1 124 550	2 701 818	-333 097	2 368 721	-935 839	-1 642	1 431 240		1 431 240
2036	3 826 368			-1 124 550	2 701 818	-353 083	2 348 735	-935 839	-1 571	1 411 325		1 411 325
2037	3 826 368			-1 124 550	2 701 818	-374 268	2 327 550	-935 839	-1 500	1 390 212	-117 670	1 272 542
2038	3 826 368			-1 124 550	2 701 818	-396 724	2 305 094	-935 839	-1 428	1 367 827	-300 922	1 066 905
2039	3 826 368			-1 124 550	2 701 818	-420 527	2 281 291	-935 839	-1 357	1 344 095	-295 701	1 048 394
2040	3 679 200			-1 124 550	2 554 650	-445 759	2 108 891	-935 839	-1 285	1 171 767	-257 789	913 978
2041	3 679 200			-1 124 550	2 554 650	-472 504	2 082 146	-935 839	-1 214	1 145 093	-251 920	893 172
2042	3 679 200			-1 124 550	2 554 650	-500 855	2 053 795	-935 839	-1 142	1 116 814	-245 699	871 115
2043	3 679 200			-1 124 550	2 554 650	-530 906	2 023 744	-935 839	-1 071	1 086 834	-239 103	847 731
2044	3 679 200			-1 124 550	2 554 650	-562 760	1 991 890	-935 839	-1 000	1 055 051	-232 111	822 940
2045	3 679 200			-1 124 550	2 554 650	-596 526	1 958 124	-935 839	-928	1 021 357	-224 699	796 658
2046	3 679 200			-1 124 550	2 554 650	-632 317	1 922 333	-935 839	-857	985 637	-216 840	768 797
2047	3 679 200			-1 124 550	2 554 650	-670 256	1 884 394	-935 839	-785	947 769	-208 509	739 260
2048	3 679 200			-1 124 550	2 554 650	-710 472	1 844 178	-935 839	-714	907 625	-199 678	707 948
2049	3 679 200			-1 124 550	2 554 650	-753 100	1 801 550	-935 839	-643	865 068	-190 315	674 753
2050	3 532 032			-1 124 550	2 407 482	-798 286	1 609 196	-935 839	-571	672 786	-148 013	524 773
2051	3 532 032			-1 124 550	2 407 482	-846 183	1 561 299	-935 839	-500	624 960	-137 491	487 469
2052	3 532 032			-1 124 550	2 407 482	-896 954	1 510 528	-935 839	-428	574 260	-126 337	447 923
2053	3 532 032			-1 124 550	2 407 482	-950 772	1 456 710	-935 839	-357	520 514	-114 513	406 001
2054	3 532 032			-1 124 550	2 407 482	-1 007 818	1 399 664	-935 839	-286	463 540	-101 979	361 561
2055		-2 269 925			-2 269 925		-2 269 925			-2 269 925		-2 269 925

Figur 37: Estimert regnskap (TNOK)

### Vedlegg 2: Kapitalkostnader inkludert avskrivningsplan

<b>Nominell annuitet</b>			
<b>Diskonteringsrente 6 %</b>			
År	2	3	4
Anskaffelseskost	13 656 291 810	13 656 291 810	13 656 291 810
Driftsresultat før avskrivninger	2 701 818 000	2 701 818 000	2 701 818 000
Avskrivninger	248 909 383	263 843 946	279 674 582
<b>Driftsresultat</b>	<b>2 452 908 617</b>	<b>2 437 974 054</b>	<b>2 422 143 418</b>
<b>Kapital</b>	<b>13 656 291 810</b>	<b>13 407 382 427</b>	<b>13 143 538 481</b>
Kalkulatorisk rente	819 377 509	804 442 946	788 612 309
Total kapitalkostnad	1 068 286 891	1 068 286 891	1 068 286 891
<b>Rentabilitet (ROIC)</b>	<b>18 %</b>	<b>18 %</b>	<b>18 %</b>

5	6	7	8	9
13 656 291 810	13 656 291 810	13 656 291 810	13 656 291 810	13 656 291 810
2 701 818 000	2 701 818 000	2 701 818 000	2 701 818 000	2 701 818 000
296 455 057	314 242 361	333 096 902	353 082 717	374 267 680
<b>2 405 362 943</b>	<b>2 387 575 639</b>	<b>2 368 721 098</b>	<b>2 348 735 283</b>	<b>2 327 550 320</b>
<b>12 863 863 899</b>	<b>12 567 408 841</b>	<b>12 253 166 481</b>	<b>11 920 069 578</b>	<b>11 566 986 862</b>
771 831 834	754 044 530	735 189 989	715 204 175	694 019 212
1 068 286 891	1 068 286 891	1 068 286 891	1 068 286 891	1 068 286 891
<b>19 %</b>	<b>19 %</b>	<b>19 %</b>	<b>20 %</b>	<b>20 %</b>

10	11	12	13	14
13 656 291 810	13 656 291 810	13 656 291 810	13 656 291 810	13 656 291 810
2 701 818 000	2 701 818 000	2 554 650 000	2 554 650 000	2 554 650 000
396 723 740	420 527 165	445 758 795	472 504 322	500 854 582
<b>2 305 094 260</b>	<b>2 281 290 835</b>	<b>2 108 891 205</b>	<b>2 082 145 678</b>	<b>2 053 795 418</b>
<b>11 192 719 182</b>	<b>10 795 995 442</b>	<b>10 375 468 277</b>	<b>9 929 709 483</b>	<b>9 457 205 160</b>
671 563 151	647 759 727	622 528 097	595 782 569	567 432 310
1 068 286 891	1 068 286 891	1 068 286 891	1 068 286 891	1 068 286 891
<b>21 %</b>	<b>21 %</b>	<b>20 %</b>	<b>21 %</b>	<b>22 %</b>

15	16	17	18	19
13 656 291 810	13 656 291 810	13 656 291 810	13 656 291 810	13 656 291 810
2 554 650 000	2 554 650 000	2 554 650 000	2 554 650 000	2 554 650 000
530 905 856	562 760 208	596 525 820	632 317 370	670 256 412
<b>2 023 744 144</b>	<b>1 991 889 792</b>	<b>1 958 124 180</b>	<b>1 922 332 630</b>	<b>1 884 393 588</b>
<b>8 956 350 579</b>	<b>8 425 444 722</b>	<b>7 862 684 514</b>	<b>7 266 158 694</b>	<b>6 633 841 324</b>
537 381 035	505 526 683	471 761 071	435 969 522	398 030 479
1 068 286 891	1 068 286 891	1 068 286 891	1 068 286 891	1 068 286 891
<b>23 %</b>	<b>24 %</b>	<b>25 %</b>	<b>26 %</b>	<b>28 %</b>

20	21	22	23	24
13 656 291 810	13 656 291 810	13 656 291 810	13 656 291 810	13 656 291 810
2 554 650 000	2 554 650 000	2 407 482 000	2 407 482 000	2 407 482 000
710 471 796	753 100 104	798 286 110	846 183 277	896 954 274
<b>1 844 178 204</b>	<b>1 801 549 896</b>	<b>1 609 195 890</b>	<b>1 561 298 723</b>	<b>1 510 527 726</b>
<b>5 963 584 913</b>	<b>5 253 113 116</b>	<b>4 500 013 012</b>	<b>3 701 726 902</b>	<b>2 855 543 624</b>
357 815 095	315 186 787	270 000 781	222 103 614	171 332 617
1 068 286 891	1 068 286 891	1 068 286 891	1 068 286 891	1 068 286 891
<b>31 %</b>	<b>34 %</b>	<b>36 %</b>	<b>42 %</b>	<b>53 %</b>

25	26
13 656 291 810	13 656 291 810
2 407 482 000	2 407 482 000
950 771 530	1 007 817 822
<b>1 456 710 470</b>	<b>1 399 664 178</b>
<b>1 958 589 351</b>	<b>1 007 817 821</b>
117 515 361	60 469 069
1 068 286 891	1 068 286 891
<b>74 %</b>	<b>139 %</b>

Figur 38: Avskrivningsplan og rentabilitet

### Vedlegg 3: Nedbetalingsplan serielån

År	Avdrag	Renter	Sum	Akkumulert avdrag	Akkumulert rente
0		898 405 440	898 405 440	0,00	898 405 440
1		898 405 440	898 405 440	0,00	1 796 810 880
2		1 999 339	1 999 339	0,00	1 798 810 219
3	935 839 000	1 927 934	937 766 934	935 839 000	1 800 738 153
4	935 839 000	1 856 529	937 695 529	1 871 678 000	1 802 594 682
5	935 839 000	1 785 124	937 624 124	2 807 517 000	1 804 379 806
6	935 839 000	1 713 719	937 552 719	3 743 356 000	1 806 093 525
7	935 839 000	1 642 314	937 481 314	4 679 195 000	1 807 735 839
8	935 839 000	1 570 909	937 409 909	5 615 034 000	1 809 306 748
9	935 839 000	1 499 504	937 338 504	6 550 873 000	1 810 806 252
10	935 839 000	1 428 099	937 267 099	7 486 712 000	1 812 234 351
11	935 839 000	1 356 694	937 195 694	8 422 551 000	1 813 591 045
12	935 839 000	1 285 289	937 124 289	9 358 390 000	1 814 876 334
13	935 839 000	1 213 884	937 052 884	10 294 229 000	1 816 090 218
14	935 839 000	1 142 479	936 981 479	11 230 068 000	1 817 232 697
15	935 839 000	1 071 074	936 910 074	12 165 907 000	1 818 303 771
16	935 839 000	999 669	936 838 669	13 101 746 000	1 819 303 440
17	935 839 000	928 264	936 767 264	14 037 585 000	1 820 231 704
18	935 839 000	856 860	936 695 860	14 973 424 000	1 821 088 564
19	935 839 000	785 455	936 624 455	15 909 263 000	1 821 874 019
20	935 839 000	714 050	936 553 050	16 845 102 000	1 822 588 069
21	935 839 000	642 645	936 481 645	17 780 941 000	1 823 230 714
22	935 839 000	571 240	936 410 240	18 716 780 000	1 823 801 954
23	935 839 000	499 835	936 338 835	19 652 619 000	1 824 301 789
24	935 839 000	428 430	936 267 430	20 588 458 000	1 824 730 219
25	935 839 000	357 025	936 196 025	21 524 297 000	1 825 087 244
26	935 839 000	285 620	936 124 620	22 460 136 000	1 825 372 864

Figur 39: Serielån, 27 år 3 års avdragsfrihet 4% nominell rente

### Vedlegg 4: Intervjuguide Utbygging og drift av offshore vindpark på Sørilige Nordsjø II

Tema	Spørsmål
Introduksjon	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Innledning om hvem vi er</li> <li>• Kort om formålet med studien</li> <li>• Kort om formålet med intervjuet</li> <li>• Kan samtalen tas opp?</li> </ul>
Om intervjuobjektet	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hvilken stilling har du i selskapet?</li> <li>• Hvor lenge har du jobbet i bransjen og selskapet?</li> <li>• Kan du fortelle om konsortiet som søker konsesjon? <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Partenes ulike roller og forretningsmodell</li> </ul> </li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Har dere avklart hvem som skal stå for drift og vedlikehold av vindparken?</li> </ul>
Konsesjon	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hvor mange konsesjoner forventer dere at blir delt ut, og hvor antatt store vil de være i MW?</li> <li>• Hvordan ser dere for dere at samarbeidet blir mellom de ulike aktørene dersom det deles ut flere konsesjoner? <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Vil dere forsøke å fordele kostnader, og i så fall hvordan og hva?</li> </ul> </li> <li>• Er det nærliggende å tro at det vil være de samme konsortiene som vil kjempe om byggetrinn 2 som byggetrinn 1?</li> <li>• Hvordan skal dere få konsesjon til å bygge havvind på SNII, hva gjør dere annerledes enn de andre som søker konsesjon?</li> </ul>
Finansielt	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hva er et sannsynlig avkastningskrav for prosjektet?</li> <li>• Hvordan finansieres prosjektet? EK-andel og gjeldsandel.</li> <li>• Er det aktuelt å inngå avtaler for å sikre inntekter, eksempelvis PPAer? <ul style="list-style-type: none"> <li>○ I så tilfelle, hva er detaljer for denne (varighet, pris)?</li> </ul> </li> <li>• Er det aktuelt å bygge SNII uten subsidier med radial tilkobling både i fase 1 og 2?</li> <li>• Vil det være behov for en rekke underleverandører? <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Er det i så tilfelle mange alternativer og muligheter til å forhandle på pris?</li> </ul> </li> <li>• Hvordan skal dere være mer kostnadseffektive enn andre som søker konsesjon?</li> <li>• Hvor stor andel av kostnadene er variable? <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Hva er de største variable driftskostnadene?</li> </ul> </li> </ul>
Teknologi	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hvilken størrelse (MW) er det på turbinene dere tenker å installere? <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Hvor mange turbiner vil det installeres i første byggetrinn?</li> </ul> </li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Er det vurdert flytende teknologi for feltet da det er såpass dypt?</li> <li>• Er sannsynlig at det er jackets som vil bli brukt som fundament?</li> <li>• Hvilken struktur ser dere for dere på det interne kabelnettet?</li> <li>• Sammenlignet med 30 meters dybde, hvor mye dyrere blir det for fundamentet ved 60 meters dyp?</li> <li>• Sammenlignet med 60 km avstand fra land, hvor mye dyrere blir drift/vedlikehold og installasjonskostnader ved 200 km avstand fra land?</li> </ul>
Kabler for nettilkobling	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hva er deres tanker rundt radial/hybrid kabel?</li> <li>• Hvis det hadde vært opp til dere å avgjøre, hva hadde dere valgt av radial og hybrid nettilkobling?</li> <li>• Hva er fordeler og ulemper ved radial tilkobling?</li> <li>• Hva er fordeler og ulemper ved hybrid tilkobling?</li> </ul>
Helse, miljø og sikkerhet	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hva gjør dere for å bidra til en bærekraftig industri? <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Opplever dere at dette er et viktig fokusområde for dere og andre interessenter?</li> </ul> </li> </ul>
Avslutning	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Er det noe mer du ønsker å legge til?</li> <li>• Takk for intervjuet</li> </ul>

*Figur 40: Intervjuguide*

## Bibliografi

- Aldersey-Williams et al., J. (2021). Better estimates of LCOE from audited accounts – A new methodology with examples from United Kingdom offshore wind and CCGT. *Energy Policy, Volume 153*, ss. 25-35.
- Beisland, A. (2022, Oktober 21). Personlig kommunikasjon.
- Beynon, D. (2020). *The General Electric's Haliade-X 12 Windmill Is A Product Of Innovation With Many Benefits*. Hentet fra Seekingalpha: <https://seekingalpha.com/article/4318346-general-electrics-haliade-x-12-windmill-is-product-of-innovation-many-benefits>
- Bjørnenak, T. (2019). *Strategiske lønnsomhetsanalyser*. Fagbokforlaget .
- Bohmann, I. J., Høgevold, K., & Hansson, D. T. (2021). Hentet fra [https://rett24.no/articles/pantereglene-hindrer-investeringer-i-offshore-vindturbiner?fbclid=IwAR3JGcvjWNV1TPx9QxVK-dne3gdk110JGfVgQBtAt\\_jQAbPcaJtRR3Sj-M](https://rett24.no/articles/pantereglene-hindrer-investeringer-i-offshore-vindturbiner?fbclid=IwAR3JGcvjWNV1TPx9QxVK-dne3gdk110JGfVgQBtAt_jQAbPcaJtRR3Sj-M)
- Bosch et al., J. (2019, Desember). Global levelised cost of electricity from offshore wind. *Energy, Volume 189*.
- Brealey et al. (2017). *Fundamentals of Corporate Finance*. McGraw-Hill Education.
- Brenna, A. L. (2020). *Equinor låner 65 milliarder kroner til havvindpark*. Hentet fra enerWE Partner: <https://enerwe.no/equinor-giek-havvind/equinor-laner-65-milliarder-kroner-til-havvindpark/388327>
- Buljan, A. (2020, September ). *Rystad Energy: Less Is More if Using 14 MW Turbines*. Hentet fra Offshore wind : <https://www.offshorewind.biz/2020/09/21/rystad-energy-less-is-more-if-using-14-mw-turbines/>
- BVG Associates. (2022). *Wind farm costs*. Hentet fra Guide to an Offshore Windfarm: <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>
- BVG Associates. (2019). *Guide to an offshore wind farm*. Published on behalf of The Crown Estate and the Offshore Renewable Energy Catapult.
- De Jong, K., & Wehde, H. (2020). *Potensielle effekter av havvinnanlegg på havmiljøet*. Hentet fra Havforskningsinstituttet : <https://www.hi.no/hi/nettrapporter/rapport-fra-havforskningen-2020-42>
- de Jong, K., Wehde, H., & Kvamstø, G. (2022). Hentet fra <https://www.nettavisen.no/norsk-debatt/miljopavirkning-fra-havvind-hva-vet-vi-og-hva-trenger-vi-a-vite/o/5-95-382369>
- DNV. (2022). *Energy Transition Outlook*. DNV.
- Downes, L., & Mui, C. (1998). The end of strategy. *Strategy & Leadership, 26(5)*, ss. 4-9.
- Ecofys . (2014). *Methodologies for estimating Levelised Cost of Electricity (LCOE)*.
- Elderer, N. (2015, Februar 1034–1046). Evaluating capital and operating cost efficiency of offshore wind farms: a DEA approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 42*.
- EnBw. (u.d.). Hentet fra <https://www.enbw.com/renewable-energy/wind-energy/our-onshore-wind-farms/>

- enerWE Partner. (2018, Mars). *Slik tjener strømselskaper som Fjordkraft pengene sine*. Hentet fra <https://enerwe.no/slik-tjener-stromselskaper-som-fjordkraft-pengene-sine/154310>
- Enova. (2013). *Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013 Priser, strømproduksjon og energikostnader*.
- Equinor. (u.d.). *Havvind i Norge*. Hentet fra Energi: <https://www.equinor.com/no/energi/havvind-i-norge>
- eSubsea. (u.d.). *Bunnfaste Havvindfundamenter*. Hentet fra <https://www.esubsea.no/bunnfaste-havvindfundamenter/>
- euiss. (2022). *Europe's Energy Crisis Conundrum*. Hentet fra European Union Institute for Security Studies: <https://www.iss.europa.eu/content/europes-energy-crisis-conundrum>
- Fjellberg, A. (2021, August). *Enorm interesse for norske havvindutbygginger*. Hentet fra E24: <https://e24.no/det-groenne-skiftet/i/Ep6VQ3/enorm-interesse-for-norske-havvindutbygginger?fbclid=IwAR0vpGk3jtPAsvN-sLRi3BeRBO5xIbL6X9N1CpDIV3zmpXEW0LdMNgfvczc>
- Gårseth-Nesbakk, L. (2017, Desember). *Økonomisk levetid*. Hentet fra Store Norske Leksikon : [https://snl.no/%C3%B8konomisk\\_levetid](https://snl.no/%C3%B8konomisk_levetid)
- Gerhard, S. (2022, September). *Store Norske leksikon*. Hentet fra Subsidiar: <https://snl.no/subsidiar>
- Greaker, M. (2016). *Kapitalavkastning og ressursrente i kraftsektoren*. Oslo, Kongsvinger: SSB.
- Gregersen, T., & Tvinnreim, E. (2019, Desember). *Dette mener nordmenn om vindkraft på land og til havs*. Hentet fra Det matematisk-naturvitenskapelige fakultet : <https://www.uib.no/matnat/132381/dette-mener-nordmenn-om-vindkraft-p%C3%A5-land-og-til-havs>
- Haider, S. (2017). *Avkastningskrav i lavrentetider*. Hentet fra BDO Norge: <https://www.bdo.no/nb-no/bloggen/avkastningskrav-i-lavrentetider>
- Havelin, G. (2022, September). *Overraskende politisk enighet om havvind på Bærekraftmøtet i Arendal*. Hentet fra Det Norske Videnskaps-Akademi: <https://dnva.no/detskjer/2022/09/overraskende-politisk-enighet-om-havvind-pa-baerekraftmotet-i-arendal>
- Hovland, K. (2022, Mai). *Regjeringen setter nye mål for havvind*. Hentet fra E24: <https://e24.no/olje-og-energi/i/34G8ad/regjeringen-setter-nye-maal-for-havvind>
- Hovland, K. M., & Rustad, M. E. (2022, Februar). *Regjeringen åpner for å subsidiere havvind: – Det er en investering*. Hentet fra E24: <https://e24.no/olje-og-energi/i/1O08AX/regjeringen-aapner-for-aa-subsidiere-havvind-det-er-en-investering>
- IEA. (2019, November). *Ofshore Wind Outlook 2019*. International Energy Agency .
- IEA. (2022). *Total energy supply, 2019*. Hentet fra International Energy Agency: <https://www.iea.org/regions/europe>
- IFRS. (2001). *IAS 12 Income Taxes*. IFRS Foundation.
- Ilg et al., P. (2016, January). High-performance materials in infrastructure: a review of applied life cycle costing and its drivers e the case of fiber-reinforced composites. *Journal of Cleaner Production, Volume 112, Part 1,*, ss. 926-945. Hentet fra Journal of Cleaner Production.



- InnoEnergy & BVG Associates. (2017). *Future renewable energy costs: Offshore wind*. InnoEnergy & BVG Associates. Hentet fra [https://bvgassociates.com/wp-content/uploads/2017/11/InnoEnergy-Offshore-Wind-anticipated-innovations-impact-2017\\_A4.pdf](https://bvgassociates.com/wp-content/uploads/2017/11/InnoEnergy-Offshore-Wind-anticipated-innovations-impact-2017_A4.pdf)
- Innovasjon Norge. (2021). *Den norske verdikjeden på havvind*. Hentet fra Innovasjon Norge : <https://www.innovasjon norge.no/no/om/tall-og-fakta/nytt-om-eksport-HPO-havvind/norsk-verdikjede/>
- IPCC s.1289. (2014). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.: Cambridge University Press.
- IRENA. (2012). *Technologies Cost Analysis WIND POWER*. IRENA.
- IRENA. (2018). Hentet fra [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA\\_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf)
- Jansen et al. (2022, August). Policy choices and outcomes for offshore wind auctions globally. *Energy Policy*, vol. 167.
- Johnson et al. (2018). *Fundamentals of Strategy*. Pearson.
- Johnston et al, B. (2020). *Levelised cost of Energy, A challenge for offshore wind*.
- Knauer, T., & Möslang, K. (2018). The adoption and benefits of life cycle costing. *Journal of Accounting & Organizational Change Vol. 14 No. 2*, ss. 188-215.
- Koch, P. (u.d.). *PPA: Enables renewable energy growth*. Hentet fra Statkraft : <https://www.statkraft.com/newsroom/news-and-stories/archive/2020/ppa-enables-renewable-energy-growth/>
- KPMG. (2022). *Regjeringen innfører grunnrenteskatt på landbasert vindkraft*. Hentet fra KPMG: <https://home.kpmg/no/nb/home/nyheter-og-innsikt/2022/10/regjeringen-innfører-grunnrenteskatt-pa-landbasert-vindkraft.html>
- Lien et al. (2017). *Strategiboken*. Bergen: Fagbokforlaget.
- Liu et al., Q. (2021, May). Decision-making methodologies in offshore wind power investments: A review. *Journal of Cleaner Production, Volume 295*.
- Lovdata. (2021, Juli). *Lov om fornybar energiproduksjon til havs (havenergilova)*. Hentet fra Lovdata : <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2010-06-04-21>
- Madsen Sandvik, A. (2022). NHH.
- Madsen, D. Ø., & Grønseth, B. O. (2022). *Encyclopedia of Tourism Management and Marketing*.
- Magnussen, M. (2022, November). Personlig kommunikasjon.
- Malknes Hovland, K. (2018, februar). Hentet fra <https://e24.no/olje-og-energi/i/jPynKe/statoils-flytende-vindpark-leverer-dette-har-vaert-en-ilddaap>
- Malknes Hovland, K. (2018). Hentet fra <https://e24.no/olje-og-energi/i/EoPX0P/equinors-flytende-vindpark-leverer-over-all-forventning-en-kjempesuksess>
- Malknes Hovland, K. (2022). Hentet fra <https://e24.no/olje-og-energi/i/34G8ad/regjeringen-setter-nye-maal-for-havvind>
- Malknes Hovland, K. (2022). Hentet fra <https://e24.no/olje-og-energi/i/mQKxo0/etterlyser-mer-kraft-frem-mot-2030>

- NorgesGruppen. (2020). Hentet fra <https://www.norgesgruppen.no/presse/nyhetsarkiv/aktuelt/norgesgruppen-vil-satse-pa-havvind/>
- Norsea, H. (2022, April 29). Høringssvar til: Høring av forslag til inndeling av dei opna områda i utlysingsområde for fornybar energiproduksjon til havs. Oslo.
- Norseman. (u.d.). Hentet fra <https://norsemanwind.no/>
- Norsemanwind*. (u.d.). Hentet fra <https://norsemanwind.no/om-norsemankonsortiet/>
- Norsk Industri. (2021). *Leveransed modeller for havvind*. Norsk Industri.
- NVE. (2003). *Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter*. NVE.
- NVE. (2012). *Havvind: Strategisk konsekvensutredning*. OSLO: NVE.
- NVE. (2021, Oktober). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040*. Oslo: NVE. Hentet fra [https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021\\_29.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf)
- NVE. (2021). Regnemodell havvind offentlig .
- NVE. (2022). Hentet fra <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>
- NVE. (2022, Juni). *En tidslinje for havvind i Norge*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/havvind/en-tidslinje-for-havvind-i-norge/>
- NVE. (2022). *Konsesjonsbehandling og lovverk*. Hentet fra Havvind: <https://www.nve.no/energi/energisystem/havvind/konsesjonsbehandling-og-lovverk/>
- NVE. (2022, August 18). *Kraftproduksjon fra vindturbiner*. Hentet fra Vindkraft: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/kraftproduksjon-fra-vindturbiner/>
- NVE. (2022, Oktober). *Slik fungerer kraftsystemet*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/slik-fungerer-kraftsystemet/>
- NVE-RME. (2022). *Referanserenten*. Hentet fra Økonomisk regulering av nettselskap: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/referanserenten/>
- Olje- og Energidepartementet . (2022, Februar 9). Høyringsnotat Inndeling av dei opna områda i mindre utlysingsområde. *Inndeling av dei opna områda i mindre utlysingsområde*.
- Olje- og energidepartementet. (2021, Juni). Høyringsnotat til lov og forskriftsendringer. *Forslag til endringer i havenergilova og havenergilovforskrifta*.
- Olje- og energidepartementet. (2021). *Veileder for arealtildeling, konsesjonsprosess og søknader for vindkraft til havs*. Regjeringen. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/5a7268e3397b4f4ea6eb4fa84897808e/veileder-for-arealtildeling-konsesjonsprosess-og-soknader-for-vindkraft-til-havs-11244319.pdf>
- Olje- og energidepartementet. (2022, Mai). *Energifakta Norge*. Hentet fra Kraftmarkedet : <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>
- Olje- og energidepartementet. (2022). *Kraftmarkedet* . Hentet fra Energifakta Norge : <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/#engrosmarkedet>
- Olje- og Energidepartementet. (2022, Mai). *Kraftproduksjon* . Hentet fra Energifakta Norge : <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/#vindkraft>
- Oljedirektoratet. (2020). Hentet fra <https://www.npd.no/fakta/publikasjoner/rapporter/rapportarkiv/kraft-fra-land-til->

- norsk-sokkel/6---kraftsituasjonen-og-kraftnettet-pa-land/?fbclid=IwAR10OgxwmmLpre2cFGzMnnIcVb9onWpmg3B8ywnuoWnJ2FV5bzF3TkKolWk
- Osmundsen et al., P. (2021). *Project economics of offshore windfarms. A business case*. Stavanger : NORCE .
- Plenborg, T., & Kinserdal, F. (2021). *Financial statement analysis*. Fagbokforlaget, 2. utgave.
- Porter, M. (1985). *Competitive Advantage: Creating and Sustaining Superior Performance*. . New York: Free Press.
- Power Technology. (2022). *Power Technology*. Hentet fra Dogger Bank C Offshore Wind Farm, North Sea, UK: <https://www.power-technology.com/projects/dogger-bank-c-offshore-wind-farm-north-sea-uk/>
- PwC. (2020). *Financing offshore wind*.
- Regjeringen. (2022). *Havvind*. Hentet fra Regjeringen: <https://www.regjeringen.no/no/tema/naringsliv/gront-industri/luft/havvind/id2920295/>
- Regjeringen. (2022). *Tre konsultantselskaper skal bistå i utformingen av auksjons- og støttemodell for Sørlige Nordsjø II*. Hentet fra Regjeringen: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/tre-konsultantselskaper-skal-bista-i-utformingen-av-auksjons-og-stottemodell-for-sorlige-nordsjo-ii/id2925797/>
- Regjeringen. (u.d.). *Vindkraft til havs - tidslinje*. Hentet fra Regjeringen: <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/vindkraft-til-havs/id2873850/>
- Regjeringen.no. (2022, Januar). Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/skattesatser-2022/id2873852/?fbclid=IwAR1vJ8bran7HYe5lBuztKlIQ6dAfkFx3yOPtmvGshUoQ8PHQ9kvxC9sJDBQ>
- Revisorforeningen. (2022). *Vil innføre grunnrenteskatt på havbruk og landbasert vindkraft*. Hentet fra Revisorforeningen: <https://www.revisorforeningen.no/fag/nyheter/vil-innfore-grunnrenteskatt-pa-havbruk-og-landbasert-vindkraft/>
- Roos et al., G. (2021). *Strategi - en innføring*. Fagbokforlaget.
- Seagreen. (2022, Oktober ). *First power at Scotland's largest offshore wind farm*. Hentet fra <https://www.seagreenwindenergy.com/post/first-power-at-scotland-s-largest-offshore-wind-farm>
- Slengesol, I. (2020). Hentet fra <https://energiogklima.no/meninger-og-analyse/debatt/ny-rapport-viser-begynnende-gronn-utlanstrend/>
- Sommervold, M. (2021). Hentet fra <https://www.azets.no/blogg/budsjett-makroperspektiv/>
- Spence, T. (2022, Januar). Hentet fra [https://www.aftenposten.no/norge/politikk/i/dnprLw/sv-aapner-for-hybridkabler-sp-sier-blankt-nei-i-vaar-maa-de-finne-en-loesning?fbclid=IwAR0z-oNcGjJm74CnuO\\_sLEcHdMLmHoMCdX2YQifh4OYOSpdytpYWJiAdtkY](https://www.aftenposten.no/norge/politikk/i/dnprLw/sv-aapner-for-hybridkabler-sp-sier-blankt-nei-i-vaar-maa-de-finne-en-loesning?fbclid=IwAR0z-oNcGjJm74CnuO_sLEcHdMLmHoMCdX2YQifh4OYOSpdytpYWJiAdtkY)
- SSB. (2022). *Elektrisitetspriser*. Hentet fra Statistikkbanken: <https://www.ssb.no/statbank/table/09364/tableViewLayout1/>
- SSB. (2022, Desember ). *Renter i banker og kredittforetak*. Hentet fra Statistikkbanken: <https://www.ssb.no/statbank/table/10729/>

- Statnett. (2018). *Langsiktig markedsanalyse. Norden og Europa 2018–2040*. Statnett. Hentet fra Statnett.
- Statnett. (2020). *Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2020–2050*. Statnett.
- Statnett. (2022, September 7). Angående brev fra OED om konkretisering av vurderinger om regulering av nett til havs. OSLO.
- Statnett. (2022). *Fagrapport om havvind i Sørlige Nordsjø II*. Oslo: Statnett.
- Statnett. (2022). *For aktører i kraftbransjen*. Hentet fra Tariff: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tariff/flaskehalsinntekter/>
- Statnett. (2022). *Prisområder*. Hentet fra <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/>
- Statnett. (2022, oktober). Statnetts vurderinger knyttet til reguleringer til havs.
- Statnett. (u.d.). *Om strømpriser*. Hentet fra Om Statnett : <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/>
- Stavangeraftenblad. (2022). *Meningsmåling: Det er strømkrise, men fortsatt klar motstand mot utbygging av vindmøller på land*. Hentet fra Stavangeraftenblad: <https://www.aftenbladet.no/lokalt/i/APdAm3/fersk-meningsmaaling-om-vindkraft-fortsatt-klar-motstand-mot-vindkraft-paa-land>
- Steffen, B. (2020). *Estimating the cost of capital for renewable energy projects*. Switzerland .
- Subbulakshmi et al. (2022, Januar). Recent advances in experimental and numerical methods for dynamic analysis of floating offshore wind turbines — An integrated review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 164.
- Sunde Valseth, Å. (2022). Hentet fra <https://www.dn.no/innlegg/havvind/skatt/investeringer/innlegg-ikke-vent-med-grunnrenteskatt-pa-havvind/2-1-1207915>
- The Ministry of Climate Change and Environment. (2021). *Norway's Climate Action Plan for 2021–2030* . OSLO: The Ministry of Climate Change and Environment.
- Thema Consulting & Multiconsult. (2021, Februar). *Nettkostnader til havs*. Thema Consulting.
- Thema Consulting. (2019). *Kostnader ved vannkraft og vindkraft under ulike skattemodeller*. Thema Consulting.
- Thomsen, K. (2012). *Offshore wind: A Comprehensive Guide to Successful Offshore Wind Farm Installation*. Tranbjerg, Denmark: Elsevier Inc.
- U.S Department of Energy & Office of Indian Energy . (u.d.). *Levelized Cost of Energy (LCOE)*. U.S Department of Energy & Office of Indian Energy.
- Uggerud, J., & Hermansen, O. (2021, Juni ). *Finansavisen*. Hentet fra <https://www.finansavisen.no/nyheter/debattinnlegg/2021/06/18/7690591/havvind-pa-auksjon>
- Vasoudev, A. F. (2010). Hentet fra <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/vasudev1/>
- Wind Europe. (2019). *Our energy, our future: How offshore wind will help Europe go carbon-neutral*. Wind Europe.
- Wiser, R., Bolinger, M., & Berkeley. (2019). *Benchmarking Anticipated Wind Project Lifetimes: Results from a Survey of U.S. Wind Industry Professionals*. Berkeley Lab .
- Wist, A. (u.d.). Hentet fra <https://www.statkraft.no/produkter-og-tjenester/kraftavtaler-ppa/>

- WWF. (u.d.). *Havvind på naturens premisser* . Hentet fra <https://www.wwf.no/klima-og-energi/havvind>
- Østensjø, P. (u.d.). *Har garantert for over 10 mrd. til havvindprosjekter*. Hentet fra Eksfin: [https://www.eksfin.no/no/prosjekter/energi/har-garantert-for-over-10-mrd-til-havvindprosjekter/?fbclid=IwAR3C\\_uX6askXMMDsEXznPQUNrlnKH-cBS2d2N7j2eMr6DRVP0MMLLeGVmKyY](https://www.eksfin.no/no/prosjekter/energi/har-garantert-for-over-10-mrd-til-havvindprosjekter/?fbclid=IwAR3C_uX6askXMMDsEXznPQUNrlnKH-cBS2d2N7j2eMr6DRVP0MMLLeGVmKyY)
- Øystese, K. (2021, August ). *Energi og klima*. Hentet fra <https://energiogklima.no/nyhet/stort-flertall-mener-havvind-ma-kobles-til-flere-markeder/?fbclid=IwAR0U-89KRRJEtW5pvbhH0-y5uehzwncWiwtNkkyUuFgC4C3pSAAgDlrRnFQ>
- Zarazua de Rubens, G., & Noel, L. (2019, Desember ). The non-technical barriers to large scale electricity networks: Analysing the case for the US and EU supergrids. *Energy Policy, Volume 135*.