



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2022 30 stp

Fakultet for miljø vitenskap og naturforvaltning (MINA)

Flytende havvind: Lønnsomhet ved forlengelse av prosjekters levetid

Floating offshore wind:
Profitability with extending project lifetime

Kjetil Talgø Bøhmer
Fornybar Energi

Flytende havvind:
Lønnsomhet ved forlengelse av prosjekters levetid

Gradsoppgave
Master

Emne:
M3o-FORNY Masteroppgave

Av:
Kjetil Talgø Bøhmer

Oslo, 16.mai, 2022

Veileder:
Kristin Linnerud
Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning, MINA
NMBU

FORORD

Gradsoppgaven har gitt meg stor faglig utfoldelse og jeg er svært takknemlig for hva dette arbeidet har gitt meg. Jeg ønsker å rette en spesiell takk til åtte personer, viktige på svært ulike vis, som har bidratt stort til min utvikling og oppgavens retning.

Min veileder Kristin Linnerud har hjulpet meg å holde fokus og vise retning, der jeg innimellom kan løpe rundt og rundt mellom ideer og tanker. Hennes insisterende veiledning om å korte ned og skrive for økt leservennlighet har gitt oppgaven og meg stor utvikling, spesielt nå i siste innsjutt. Takk, Kristin! Å oppleve ditt kunnskapsnivå i samtaler har gjort meg takknemlig over å være på NMBU, som din student i gradsveiledning.

I min søken rundt temaet flytende havvind hadde jeg samtaler med flere i bransjen. I en samtale med Halvor Hersleth fra Equinor ble det sagt to ord som rullet ballen i gang: *levetid* og *levetidforlengelse*. Med ytterligere konkretisering av oppgaven jeg tok noen valg, hvor jeg burde tatt tid til å ringe Halvor for å sjekke om min, hans og bransjens undring var samstemt. Jeg håper konklusjonen gir svar for flere enn bare meg. Så takk for at du sporet meg inn mot disse ideene, Halvor.

Mine fine folk, medstudenter og partners in crime. Takk spesielt til Eskil og Tom, for inspirerende og søstøttende samtaler og godt vennskap dette halvåret. Gøy og lærerikt å studere parallelt med dere.

Hjemme er det to barn som har vært så heldige å ha en hjemmearbeidende pappa tilgjengelig, men likevel ikke sett meg særlig mye de siste ukene. Noen sene kvelder og ettermiddager over forskningsrapporter og en oppgave som skal skrives. Det blir fint med en lang sommer etter dette. Takk for tålmodigheten, Iben og William.

Å være støttehjul fulltid er ingen sak, men du klarer det, Trine. Takk for at du forslo dette studiet, takk for støtten, takk for tålmodigheten, takk for samarbeid, takk for sparringsrunder og takk for korrekturlesing. Alt er gjort mulig på grunn av deg.

Sist vil jeg takke meg selv. Vel gjennomført og *klapp på skulder'n*.

SAMMENDRAG NORSK

Formålet med denne oppgaven er å studere lønnsomheten av å forlenge levetid på flytende havvind. «Levetid» brukes her om *prosjektets levetid*, hvor prosjektet kan ha ett eller to flytende havvindanlegg over lengre levetid.

Forskningsspørsmålet er:

- *Hvordan påvirkes lønnsomheten til flytende havvind når prosjekters levetid forlenges?*

Det er brukt kvantitativ forskningsdesign med gjensidig utelukkende prosjekter for å svare på forskningsspørsmålet.

For å undersøke forskningsspørsmålet er to metoder brukt:

- *Retrofit*, som forlenger levetiden med drift og vedlikehold, hvor utslitte deler skiftes ut.
- *Repower*, som drifter anlegget med vanlig drift og vedlikehold, men forlenger levetiden ved å skifte ut hele anlegget halvveis i prosjektets levetid.

Det brukes levetider 20, 30 og 40 år. Det skisseres tre levetidalternativer med ett anlegg i levetiden 20, 30 og 40 år og to levetidalternativer med levetid 30 og 40 år hvor hele anlegget skiftes ut halvveis i levetiden, slik at de får to anlegg hver. Det beskrives totalt fem ulike levetidsscenarioer med ulik levetid og antall anlegg.

Basert på litteratur undersøkes variablene i kostnader CAPEX, OPEX og DECEX, og inntekter fra kraftpriser, kapasitetsfaktor og tilgjengelighet. Variablene gitt er forventet kostnadsreduksjon gjennom akkumulert installert effekt og lærekurver. I tillegg undersøkes degradering, som medfører at anlegget får redusert kraftproduksjon.

Med tid skjer to ting: kraftproduksjonen blir dårligere, mens ny teknologi blir bedre og billigere. Oppgaven undersøker først lønnsomheten av å drifte et anlegg over kortere eller lengre tid, for deretter å undersøke om det er mulig å utnytte kostnadsreduksjonen, ved å drifte ett anlegg versus to for best lønnsomhet.

For sammenligning brukes nåverdi og LCOE. Det beregnes basisscenarioer for de fem levetidalternativene, hvor variablene testes i følsomhetsanalyse.

Konklusjonene er:

- Prosjekter med forlengelse levetid gir bedre lønnsomhet, både for nåverdi og LCOE.
- Prosjekter med ett anlegg gir bedre lønnsomhet enn to anlegg.

Dette stemmer med litteraturen.

Ingen prosjekter med oppstart i 2029 skaper positiv nåverdi eller LCOE lavere enn kraftprisen. Følsomhetsanalysen viser at ingen enkeltvariabler vil gi positiv nåverdi.

SUMMARY ENGLISH

The purpose of this thesis is to study the profitability when extending the project lifetime of floating offshore wind. "Lifetime" is used here describing the lifetime of the project, where the project may have one or two floating offshore wind farms with a longer lifespan.

The research question is:

- *How is the profitability of floating offshore wind affected when the projects lifespan is extended?*

Quantitative research design with mutually exclusive projects has been used to answer the research question.

To investigate the research question, two methods have been used in order to extend project lifetime:

- *Retrofit*, which extends lifetime with operation and maintenance, where worn parts are replaced.
- *Repower*, which operates with normal operation and maintenance, but extends the service life by replacing the entire system halfway through the projects lifetime.

Lifetimes 20, 30 and 40 years are used. Three lifetime alternatives are outlined with one plant in the lifespan of 20, 30 and 40 years and two lifetime alternatives with a lifespan of 30 and 40 years, where the entire plant is replaced halfway through its lifetime, so that they have two facilities each. A total of five different lifetime alternatives are described, with different lifetimes and number of facilities.

The variables are examined through literature of the costs CAPEX, OPEX and DECEX, and revenues from power prices, capacity factor and availability. The variables given are expected cost reduction through accumulated installed power and learning curves. In addition, degradation is being investigated, which means that the farm will have reduced power production.

Over time, two things happen: effect and power production reduces, while new technology gets better and cheaper. The thesis first examines the profitability of operating an offshore wind farm for a shorter or longer lifespan, and then examines whether it is possible to take advantage of the cost reduction by operating one farm versus two for best profitability.

Present value and LCOE are used for comparison. Basic scenarios are calculated for the five alternative lifetimes, where the variables are tested in a sensitivity analysis.

The conclusions are:

- Projects with extended service life provide better profitability, both for present value and LCOE.
- Projects with one plant provide better profitability than two farms.

This is consistent with the literature.

No projects starting in 2029 will create a positive present value or LCOE lower than the power price. The sensitivity analysis shows that no single variables will give a positive net present value.

INNOLDSFORTEGNELSE

Forord	i
Sammendrag norsk	ii
Summary english	iii
Innholdsfortegnelse	iv
Tabelliste	v
Figurliste	vi
Terminologi og begreper	vii
1 Innledning.....	1
1.1 Situasjonsbeskrivelse.....	1
1.2 Problembeskrivelse og formål	2
1.3 Forskningsspørsmålet.....	3
1.4 Metode, rammer, avgrensninger og forenklinger.....	4
1.5 Leserveiledning: hvordan oppgaven er strukturert.....	5
2 Kunnskapsstatus	6
2.1 Kunnskapssamling.....	6
2.2 Levetid	6
2.3 Degradering og effekttap	8
2.4 Forlenget levetid.....	9
2.5 Lønnsomhet: LCOE og nåverdi	11
2.6 Innføring i flytende havvind	14
3 Metode og data	20
3.1 Design	20
3.2 Havvind i fem ulike prosjekter	20
3.3 Lønnsomhet.....	21
3.4 Beslutningssituasjoner og beslutningsregler.....	25
3.5 Forutsetninger	26
3.6 Kostnadsreduksjon	28
3.7 Kostnader.....	29
3.8 Kraftproduksjon.....	32
3.9 Følsomhet	35
4 Resultater og valg av data.....	36
4.1 Resultat nåverdi	36
4.2 Resultat LCOE.....	39
4.3 Forskningsspørsmålet delspørsmål	40
5 Diskusjon	45
5.1 Er underlaget riktig?	45
5.2 Er det brukt riktig metoder?	47
5.3 Betydningen av resultatene og er de troverdige og anvendelige?	47
5.4 Følsomhet	48
5.5 Sluttord diskusjon	49
6 Konklusjon	50
6.1 Konklusjon forskningsspørsmålet	50
6.2 Videre arbeid og refleksjoner	51
7 Litteraturliste	53
8 Vedlegg.....	66

TABELLISTE

Tabell 1 Forventet levetid flytende havvind	7
Tabell 2 Levetid flytende havvindinstallasjoner. Eksisterende og påbegynte.....	8
Tabell 3 Degenerering: ikke-reversibelt og reversibelt	9
Tabell 4 Levetidforlengende strategier	10
Tabell 5 LCOE 2030.....	13
Tabell 6 Nåverdi	13
Tabell 7 Kraftpris NVE og Statnett.....	23
Tabell 8 Basis lærerate	29
Tabell 9 CAPEX fordelingsnøkkel.....	30
Tabell 10 CAPEX basis.....	31
Tabell 11 Basis OPEX	31
Tabell 12 CAPEX fordelingsnøkkel.....	32
Tabell 13 Basis kapasitetsfaktor	33
Tabell 14 Kilder degraderingsfaktor og verdier.....	34
Tabell 15 Nåverdi	36
Tabell 16 LCOE.....	40
Tabell 17 Nåverdi. Retrofit.....	40
Tabell 18 Nåverdi. Repower	41
Tabell 19 Nåverdi. Retrofit versus repower.....	42
Tabell 20 Lærerate	42
Tabell 21 CAPEX	43
Tabell 22 Kapasitetsfaktor	44
Tabell 23 Lærekurver og akkumulert installert effekt	71
Tabell 24 Lav lærerate	72
Tabell 25 Høy lærerate	72
Tabell 26 Høy CAPEX	73
Tabell 27 Lav OPEX.....	74
Tabell 28 Høy OPEX.....	74
Tabell 29 Lærekurver og akkumulert installert effekt	76
Tabell 30 Akkumulert installert effekt.....	77
Tabell 31 CAPEX i 2025 til 2028. Dette gjelder alle prosjektene	79
Tabell 32 CAPEX i 2040-2043. Aktuelt for prosjektalternativ 3 med 30 år og to anlegg.....	79
Tabell 33 CAPEX i 2045-2048. Aktuelt for prosjektalternativ 4 med 40 år og to anlegg	79
Tabell 34 OPEX.....	80
Tabell 35 DECEX.....	81
Tabell 36 Kraftpris	82
Tabell 37 Kapasitetsfaktor.....	84
Tabell 38 Alternativ 1: Levetid 20 år og ett anlegg.....	86
Tabell 39 Alternativ 2: Levetid 30 år og ett anlegg.....	87
Tabell 40 Alternativ 3: Levetid 30 år og to anlegg	88
Tabell 41 Alternativ 4. Levetid 40 år og ett anlegg.....	89
Tabell 42 Alternativ 4. Levetid 40 år og to anlegg.....	90
Tabell 43. Akkumulert installert effekt 2050	91
Tabell 44 OPEX	92
Tabell 45 DECEX	93
Tabell 46 Kraftpris.....	94
Tabell 47 Degradertingsfaktor	95
Tabell 48 Degradertingsfaktor.....	96

FIGURLISTE

Figur 1 Tilstandsreduksjon.....	9
Figur 2 Flytende understell.....	16
Figur 3 Inngående data nåverdi.....	22
Figur 4 Inputdata LCOE.....	24
Figur 5 Kontantstrøm for levetid 40 år og to anlegg.....	37
Figur 6 Nåverdi av kontantstrømselementer	38
Figur 7 Følsomhet nåverdi lærerate.....	43
Figur 8 Følsomhet nåverdi CAPEX.....	43
Figur 9 Følsomhet nåverdi kapasitetsfaktor	44
Figur 10 Akkumulert installert effekt.....	76
Figur 11 Nåverdi levetid 20 år: ett anlegg.....	86
Figur 12 Nåverdi Levetid 30 år: ett anlegg.....	87
Figur 13 Nåverdi Levetid 30 år: to anlegg	88
Figur 14 Nåverdi Levetid 40 år: ett anlegg.....	89
Figur 15 Levetid 40 år: to anlegg	90
Figur 16 Følsomhet nåverdi akkumulert installert effekt	91
Figur 17 Følsomhet nåverdi opex.....	92
Figur 18 Følsomhet nåverdi decex	93
Figur 19 Følsomhet nåverdi kraftpris.....	94
Figur 20 Følsomhet nåverdi degraderingsfaktor	95
Figur 21 Følsomhet nåverdi tilgjengelighet	96

TERMINOLOGI OG BEGREPER

Teknisk terminologi

Avvikling: Prosessen av å avslutte et havvindanlegg, enten for å bygge nytt eller tilbakestille naturen.

Degraderingsfaktor: Faktor som angir årlig effekttap som følge av bruk og slitasje.

Flytende havvind: kraftproduksjon til havet, der vindturbiner er plassert på flytende understell og forankret til bunn.

Flytende understell: Flytende understell som turbin monteres står på.

Interpolere: Å anslå verdier av en funksjon mellom verdier som allerede er kjent.

Kapasitetsfaktor: Uttrykk for vindkraftens brukstid. Forholdet mellom faktisk kraftproduksjon og teoretisk maksimal kraftproduksjon.

Levetid: Her brukes «levetid» for å beskrive hele perioden et prosjekt genererer elektrisk kraft. Dette gjelder både standard levetid og gjennom forlengelse som retrofit eller repower.

Levetidforlengelse: Prosjektets levetid som forlenges ved å erstatte gamle komponenter eller utstyr med tilsvarende nye komponenter. Engelsk: retrofit.

Nacelle: Hus på toppen av tårnet. Inneholder tekniske anlegg som generator, gir og kontrollsystemer. Også kalt maskinhus og generatorhus.

Repower: Prosjektets levetid som forlenges ved å skift anlegget eller sentrale deler skiftes ut med nytt.

Rotor: Samlebegrep for rotorblad og nav.

Rotorblad: Bladene som fanger og overfører vindkraft.

Tilgjengelighet: Andelen vindturbinen er tilgjengelig for kraftproduksjon. Service og nedetid som følge av mekanisk feil eller lignende reduserer tilgjengelighet.

Turbin: Tårn, nacelle og rotor.

Tårn: Høyreist, sylindrisk bygningsdel som forankres til flytende understell med nacelle på topp.

Økonomisk terminologi

CAPEX: Kostander eller investeringer for anskaffelse eller oppgradering. Kostander som ikke er tilknyttet drift, vedlikehold eller avvikling. Engelsk: Capital expenditures.

DECEX: Kostander for avvikling. Engelsk: Decommission expenditures.

Diskontering: Renteeffekten på kontantstrømmen for omregning av fremtidige beløp til nåverdi.

LCOE: Energikostnaden over levetiden. Engelsk: levelized cost og energy

Lærekurve og lærerate: Kostnadsbane og -reduksjon. Lærerate forteller hvor mye en kostnad reduseres når akkumulert produksjon er doblet.

Netto nåverdi (NNV): Nåverdien av de summerte nåverdiene til et tidspunkt.

Nåverdi (NV): Verdien av et diskontert kontantstrømelement til et tidspunkt.

OPEX: Kostander for drift og vedlikehold. Engelsk: Operating expenditures.

I INNLEDNING

I.1 SITUASJONSBESKRIVELSE

Energitilgang ligger til grunn for vekst og velstand, hvor det kan forventes massive endringer i energisystemet i årene som kommer. Det vil være en global elektrifisering med store mengder ny kraftproduksjon, som utløser en tosidig utfordring: hvordan etterkomme økt kraftetterspørsel, samtidig som klimagassutslippene drastisk reduseres. Å løse klimakrisen og energibehovet vil kreve rask omstilling fra fossil til fornybar kraftproduksjon.

IEA forutser massiv økning i fornybar energi. I optimistiske scenarioer forventes elektrisk kraft som primærenergi å gi en økning fra under 20% i dag å utgjøre over to tredjedeler i 2050 (IEA, 2021, s. 116). I dette fremvoksende markedet utgjør sol og vind majoriteten. Som uttalte mål satser EU på 60 GW i 2030 og 300 GW havvind i 2050 (European Commission, 2020, s. 1), USA på 30 GW inne 2030 (Olje- og energidepartementet, 2020; US DOE, 2021) og Norge på 30 GW innen 2040, tilsvarende minst 1500 havvindturbiner (Regjeringen, 2022).

I dag er det installert rundt 0,2 GW flytende havvind (Equinor, 2021; Principle Power, 2021a; Principle Power, 2021c). Den har en sped start med forventninger mellom 6 og 13 GW i 2030, men med kvantesprang forventes den akkumulerte installerte effekten et sted opp mellom 100-264 GW i 2050 (Freeman et al, 2019, IRENA, 2019; IRENA, 2021a; Lee et al, 2021, s. 111; The Crown Estate Scotland & Catapult, 2018, s. 22; DNV, 2021a, tabell 2.1). Samtidig som forventet levetid har økt fra 20 år opp mot 30 og 35 år (Freeman et al., 2019, s. 69; Fraile et al, 2021; DNV, 2021a). Med lengre tid endres også konsesjonsperioden. Der norsk konsesjonstid gis for 30 år utvidet Storbritannia i 2019 tiden fra 50 år til 60 år for å muliggjøre to anlegg innenfor en konsesjonstid (Lovdata, 2010; The Crown Estate, 2019a).

Norge har åpnet to felt for havvindkonsesjon, Sørlige Nordsjø 2 egnet for bunnfast og Utsira Nord egnet for flytende, og skal utvide til 30 GW de neste 20 årene. Regjeringen har ikke fremlagt plan for hvordan dette skal oppnås. Med dype havområder og kompliserte bunnforhold vil etablering av flytende havvind i Norge bli dyrt (Østenby, 2019). Leverandørkjeden fra olje og gass står klar for satsning (Lund et al, 2022).

Økt kraftbehov og avgrenset landareal og bunnfaste lokasjoner skaper behov for å se etter fremtidige muligheter. Med mer enn 80 % av Europas vindressurser på havdybde mer enn 60 meter, kan flytende havvind være nøkkelen til storskala havvind (Wind Europe, 2017a). På sikt forventes at flytende vil ta over for bunnfast og bli tre til fire ganger større enn bunnfast (NHO, 2018).

Kostnadene for flytende havvind reduseres. Med å kombinere ny og gammel teknologi, drives kostnadene ned med modning og mer installert effekt. Forventninger gitt i lærekurver og til LCOE tilsier en kostnadsreduksjon som er stabil helt frem mot 2050 (DNV, 2021a; GWEC, 2022, s. 14; Wiser et al., 2016, s. 34).

1.2 PROBLEMBESKRIVELSE OG FORMÅL

Spørsmål rundt gjennomføring av massiv skalering av flytende havvind har gjort meg nysgjerrig på faktorer som medvirker til denne omstillingen og om vi kan utnytte den tilgjengelige kunnskapen for å si noe om gjennomføring og lønnsomhet.

Jeg ønsker å knytte kunnskapen om levetid til forventet kostnadsreduksjonen frem mot 2029 og utover. Jeg vil undersøke om det er lønnsomt for flytende havvind å ha lang periode med kraftproduksjon og lønnsomheten av et anlegg versus avvikling halvveis for å skifte med helt nytt. Jeg utarbeider lønnsomhetsberegninger med sammenlignbare basisscenarioer med ulike forutsetninger, hvor følsomheten testes, for å avklare hvordan levetidforlengelse påvirker lønnsomheten og hva som er mest lønnsomt.

Det er forventet at teknologien blir bedre, mens kostnadene går ned. Oppgaven tar utgangspunkt i flytende havvind som prosjekter med normert levetid 20 år og vurderer de økonomiske konsekvensene av lengre kraftproduksjon. Samtidig undersøker den teknologiinvesteringer to utfordringer: effekt som reduseres over tid, parallelt med ny teknologi som forbedres og blir rimeligere. I den sammenheng undersøker oppgaven to strategier som forlenger kraftproduksjonen, som gjelder for prosjektenes hele levetid:

- *Retrofit* forlenger prosjektets levetid med drift og vedlikehold, hvor utslitte deler skiftes ut. Metoden undersøker konsekvensene av å fordele kostnader og inntekter av en investering over lengre perioder.
- *Repower* forlenger prosjektets levetid ved å skifte ut hele installasjonen. Gammel turbin, tårn og flytende understell som erstattes av ny turbin, tårn og flytende understell. Metoden undersøker konsekvensene av å fordele kostnader og inntekter av to investeringer over lengre perioder. Den undersøker også konsekvensen av reinvesteringens kostnadsreduksjon på investering og drift- og vedlikehold.

Formålet med oppgaven er å undersøke to ting:

- Er det mer lønnsomt for prosjekter med kort eller lang levetid?
- Hvis lang levetid er mest lønnsomt, hva er mest lønnsomt av *retrofit* og *repower*, som utnytter anleggenes økonomiske levetid og muligheter ved den foreliggende kostnadsreduksjon og forbedret teknologi?

For å svare på forskningsspørsmålene, vil oppgaven undersøke litteraturens forventninger til kostnadsreduksjon gjennom lærekurver og akkumulert installert effekt, investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, avviklingskostnader, kraftpriser og kraftproduksjon gjennom kapasitetsfaktor, tilgjengelighet og degradering.

1.3 FORSKNINGSSPØRSMÅLET

Med bakgrunn i situasjonsbeskrivelse, problembeskrivelse og formål blir forskningsspørsmålet:

Hvordan påvirkes lønnsomheten til flytende havvind når prosjekters levetid forlenges?

Hvor forskningsspørsmålet vurderer prosjektenes evne til å generere størst lønnsomhet.

For å svare på forskningsspørsmålet stilles følgende delspørsmål:

1. Retrofit: Hvordan påvirkes lønnsomheten til flytende havvind med forlenget kraftproduksjon, der tiltakene er drift og vedlikehold med utskiftning av deler og komponenter?
2. Repower: Hvordan påvirkes lønnsomheten til flytende havvind med utskiftning halvveis i vindparkens levetid? Tiltaket inkluderer utskiftning av turbin, tårn og flytende understell som erstattes med nytt anlegg.
3. Vil retrofit eller repower være mest lønnsom, gitt identiske levetider?
4. Fordi det er mye usikkerhet tilknyttet forventet utvikling, testes basisscenarioets variabler i en følsomhetsanalyse for å undersøke hvordan lønnsomheten påvirkes.

Sammenligningsgrunnlaget er kontantstrøm, gitt som nåverdi, og kostnaden for kraftproduksjon, gitt som LCOE, hvor prosjektene er gjensidig utelukkende. Beregningene utnytter forventet kostnadsreduksjon og teknologisk utvikling slik aktuell litteratur beskriver vindkraft.

1.4 METODE, RAMMER, AVGRENSNINGER OG FORENKLINGER

Oppgavens metode er en kvantitativ litteraturstudie, hvor tekno-økonomiske variabler inngår. Det utarbeides ulike tidsscenario, hvor konsekvensene av ulike variabler sammenlignes med komparativ design med gjensidig utelukkende prosjekter.

Havvind er påvirkelig for regionale forhold og utvikling, som medfører store kostnadsvariasjoner. Underlaget er valgt nærmest mulig norske forhold. Oppgaven rammes og avgrenses i følgende rekkefølge:

- Forutsetninger i og fra Norge.
- Forutsetninger i og fra Europa.
- Internasjonale forutsetninger.

Vindparker er sammensatt av mange ulike systemer, hvor det forventes ulike teknologiske og kostnadsutviklinger. Tilgang på god data har vist seg en av største utfordringene med lønnsomhetsvurderingene ved forlengelse av levetiden (Shafiee & Animah, 2017, s. 186). Når flytende havvind mangler erfaringstall og samstemte utviklingsbaner, underbygget av regionale forskjeller, er det ikke mulig å legge til grunn enkeltkostnader og deres utvikling. Kostnader og forventet utvikling er derfor aggregert, der anlegget som helhet inngår og vurderes. Dette tillates fordi (Seigneur et al., 2019):

- Litteraturen gir ikke enstydig svar på fremtidig utvikling og prognoser.
- Litteraturen legger til grunn ulike forutsetninger, f.eks. inkluderer enkelte verdier overføringskabler til land og avviklingskostnader, mens andre utelater dette eller opplysning om det.
- Litteraturen spriker i anslag på enkeltkostnader.
- Regionale variasjoner innen investering- og driftskostnader og kraftpris kan ha store avvik fra eventuelle «referansepriser og -kostnader».
- Oppgaven undersøker og konkluderer på scenarioer med like forutsetninger. Resultatene skal ikke sammenlignes eller valideres mot annen data eller resultat.

Forskningsspørsmålet undersøker lønnsomheten når kraftproduksjonen blir lengre, med forutsetning at elektrisk anlegg og overføringskabler driftes i hele perioden, uten utskiftning. Fordi kostnaden inngår i all underlagsdata, men i hovedsak ikke lar seg skille ut, er det valgt å beholde den i beregningene. Å inkludere elektrisk anlegg og overføringskabler kan gi mindre feil enn ved å bruke egne antakelser for å trekke ut kostnadsposter. Oppgaven undersøker sammenlignbare prosjekter med like forutsetninger og det er liten sannsynlighet for at kostnad elektrisk og overføringskabler er utslagsgivende for konklusjonen. Dette kan påvirke lønnsomheten, men det er ikke en del av forskningsspørsmålet. (For basisscenarioet utgjør kabler og «topside modifications» 839 MNOK av 5127 MNOK, men for lav og høyt er verdiene ukjent).

1.5 LESERVEILEDNING: HVORDAN OPPGAVEN ER STRUKTURERT

For å undersøke og besvare forskningsspørsmålet er tesen delt opp og strukturert i seks kapitler, pluss referanser og vedlegg. Dette kapitlet har gitt en situasjonsbeskrivelse som gir formål og forskningsspørsmål. Kapittel to vil gi en kunnskapsinnføring i hva vi vet om levetid og hvordan vi skal kunne vurdere prosjekters lønnsomhet mot hverandre, før det gis en innføring i flytende havvinds særegenskaper, med teknologienes potensialer. Metode og data behandles i kapittel tre, hvor oppgavens design og beslutninger rammes ytterligere, med gjennomgang av data og fremgangsmetode for å oppnå resultatene. Kapittel fire legger frem resultatene til nåverdi og LCOE, slik de inngår i forskningsspørsmålets delspørsmål. Det avsluttes med en følsomhetsanalyse, som presenterer de tre variabler med størst utfallsrom i nåverdien. Resultatene og forskningsspørsmålets delspørsmål diskuteres i kapittel fem, hvor det dras linjer til teorien, som leder til konklusjonen i kapittel 6. Dette avsluttes med noen refleksjoner om mulige veier videre.

Kapittel syv er litteraturlisten, mens kapittel åtte er vedlegg. Store deler av beregnet underlag er lagt her for økt leservennlighet.

God lesing!

2 KUNNSKAPSSTATUS

I dette kapitlet ser vi på relevant litteratur for forskningsspørsmålet. Vi starter med å undersøke kunnskapen lagt til grunn for levetid, forlengelse og lønnsomhet, med fokus på nåverdi og LCOE. For å forstå flytende havvinds særegenskaper gis det en innføring i hovedkomponentene, som settes i sammenheng med forskningsspørsmålet.

2.1 KUNNSKAPSSAMLING

Antall flytende vindparker er svært begrenset. Foruten forsknings- og pilotprosjekter, utgjør de fire bygde og påbegynte vindparkene Hywind Scotland, WindFloat Atlantic, Kincardine og Hywind Tampen¹ en installert effekt på under 200 MW (Equinor, 2021; Principle Power, 2021a; Principle Power, 2021c). Dette begrenser kunnskapsgrunnlaget for nåværende kostnader og fremtidige kostnadsutviklinger, samtidig som bedrifter er restriktive i å dele informasjon. For å redusere usikkerheten benyttes data på anerkjente kilder og forventninger i bransjen. Oppgaven baseres hovedsakelig på litteraturstudie og sekundærdata, hvor kildene er funnet gjennom kunnskapssøk i NMBUs biblioteksdatabase Oria, Google scholar og google, samt i NMBUs universitetsbibliotek. Vedlegg 2.1 viser kunnskapssøkene som ble utført første måned.

Litteratur er undersøkt som tre hovedkilder:

- Organisasjoner og organer som publiserer innenfor teknologi, energi, samfunn og klima. Kildene er Det internasjonale byrået for fornybar energi (IRENA), Det internasjonale energibyrået (IEA), Wind Europe, Global Wind Energy Council (GWEC), Norges vassdrag- og energidirektorat (NVE), National Renewable Energy Laboratory (NREL), DNV, The Crown Estate, Næringslivets Hovedorganisasjon (NHO), EU parlamentet med fler.
- Bedrifter som produserer vindkraft og standardiserer vindkraft, som Vestas, Equinor, Principle Power, DNV, Standard Norge med fler.
- Forskningsrapporter, publisert gjennom tidsskrifter på google scholar og på undervisningsinstitusjonen NMBU, er brukt for teoretisk tilnærming. Publikasjoner er vurdert på fagfellelvurdering, forfatter, siteringer, alder, utgiver og relevans.

Opgaven undersøker et område med begrenset fakta, mange ulike meninger og sprikende anslag.

2.2 LEVETID

Vindparker elders, blir utslitte, utdaterte og må avvikles. De første bunnfaste anleggene ble utviklet i en fase uten leverandørkjede, slik at det var vanskelig å skaffe deler og drifte anleggene økonomisk. Av denne grunn ble den første havvindinstallasjonen Yttre Stengrund avviklet etter bare 14 års drift i 2015. På dette tidspunktet var bare en av fem turbiner fortsatt var i drift. Lønnsom drift kunne ikke

¹ (sistnevnte ferdigstilles tredje kvartal i 2022)

lenger forsvarer (Topham & McMillan, 2017; The Maritime Executive, 2016). Fordi vindkraft ofte utnytter områdene allerede mest egnet for vindkraft, er det en voksende interesse for å forlenge denne kraftproduksjonen (IRENA, 2019). Flytende havvind er kapitalkrevende, med lang levetid og tilbakebetaling, og betraktes som langsiktige investeringer. Det vil det være avgjørende for lønnsomheten at anlegget produserer kraft lengst mulig, til lavest mulig kostnad (Castro-Santos & Diaz-Casas, 2016). Levetid er ikke standardisert, men både DNVs standard for flytende havvindstrukturer (DNV GL, 2018, punkt 7.3.1.2) og NEK standard (Standard Norge, 2019, punkt 6.2) setter 20 år som minimum *teknisk* levetid for materialer i havvind. NVE legger tilsvarende *økonomisk* levetid 20 år til grunn i sine beregninger, hvor vindturbiner normalt anses som utslitt mot slutten av konsesjonstiden 25-30 år (Jakobsen et al, 2016; Regjeringen, 2021).

Utviklingen viser at vindkraftens forventede levetid forlenges fra tidligere estimer (Wiser & Bolinger, 2019). Tidligere estimer på flytende havvind lå ofte rundt 20 år, mens trenden endrer seg mot 20-25 år og opp mot 30 år. DNV (2021a) strekker seg lengst og modellerer med 35 år for flytende havvind, mot 23 år for landvind og 28 år for bunnfast havvind. Tabell 1 viser utviklingen av forventet levetid for havvind.

Tabell 1 Forventet levetid flytende havvind

År	Forventet levetid [år]	Kilde
2009	20	(Krohn et al, 2009).
2014	20	(Hobohm et al, 2014)
2015	20-25	(James & Ros, 2015)
2016	25	(Castro-Santos & Diaz-Casas, 2016)
2016	~25	(Shafiee et al., 2016)
2016	20	(Smart et al, 2016)
2017	20-25	(Wind Europe, 2017b).
2018	25-30	(Maienza et al., 2018)
2019	20	(The Crown Estate, 2019b)
2019	30	(Freeman et al., 2019, s. 69)
2020	25	(Pantusa et al, 2020)
2021	25-30	(Fraile et al., 2021)
2021	25	(GWEC, 2021).
2021	35	(DNV, 2021a)
2021	25	(Pakenham et al., 2021)
2021	20-25	(Nielsen et al., 2021)
2022	25	(Stehly & Duffy, 2022)

Tabell 2 viser hvordan eksisterende flytende havvindpark ligger innenfor de lavere anslagene.

<i>Tabell 2 Levetid flytende havvindinstallasjoner. Eksisterende og påbegynte.</i>		
Prosjekt	Levetid	Kilde
WindFloat Atlantic	25 år "design life"	(Principle Power, 2021c)
Hywind Scotland	20 år "technical design life"	(Yttervik, 2015; Austreng et al, 2016)
Kincardine	25 år "Operational design life"	(Principle Power, 2021d)
Hywind Tampen	19 år basert på forventet levetid av Snorre og Gullfaks	(Angell-Hansen & Zatschler, 2020)

Vindkraft har teknologisk levetid og økonomisk levetid. Den tekniske levetiden begrenses av dimensjonering og degradering som følge av naturkrefter (vind, strømninger og bølger), kjemiske påvirkninger (hovedsakelig fra salter), skader, nedbrytning og slitasje av overflater og turbinblader, og slitasje av bevegelige deler. Disse deles i reversibelt og ikke-reversibelt forfall (Wintle & Sharp, 2008; Hokstad et al, 2010). Drifts- og vedlikeholdsarbeid reverserer reversibelt forfall og gjenoppretter tapt kraftproduksjon, mens det ikke-reversible er naturlig forfall som ikke kan gjenopprettes. Denne degraderingen vil øke med anleggets levetid, i tiltagende takt med anleggets alder, hvor hyppigheten av nedetid ² og turbindød ³ til slutt tilsier at anlegget tas ut av drift (Abadie & Goicoechea, 2021; Hobohm et al, 2014). Anleggets tekniske levetid kan ikke overstige anleggets økonomiske levetid, som tilsier at anlegg driftes og vedlikeholdes så lenge de løpende kostnader dekkes av inntektene.

Kostnadene for nedetid er store. Wiggelinkhuizen et al (2018) estimerte i 2008 en daglig kostnad av nedetid til 55.000 NOK, men forventer at den vil stige til over 100.000 NOK etter hvert som turbinene blir større ⁴, mens GWEC (2022) har estimert at arbeidskraft, trening og nedetid over 20 år kan koste over 33 MNOK per turbin. Dette fordrer en driftsstrategi som ivaretar anlegget optimalt.

2.3 DEGRADERING OG EFFEKTTAP

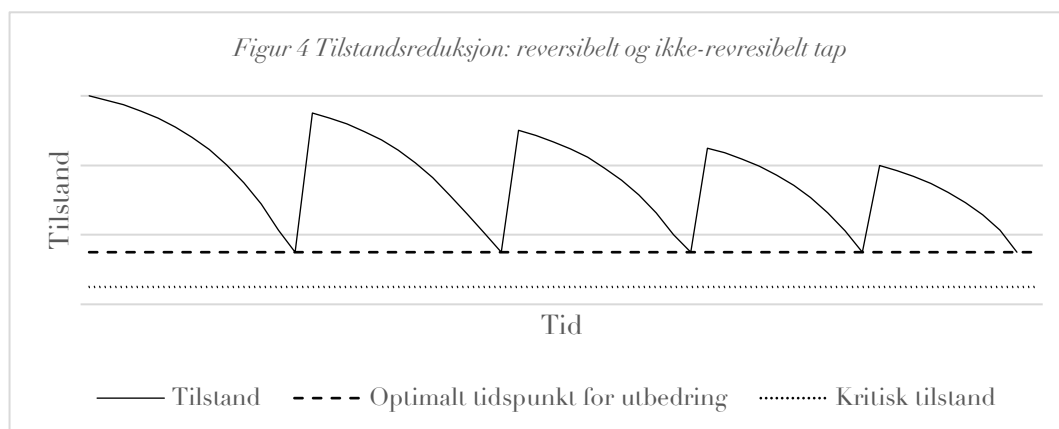
Degradering og tap av effekt er uunngåelig. Denne degradering styres av to «grenser», illustrert i figur 1. Anlegget driftes med et akseptabelt tap, men ikke lengre enn optimalt tidspunkt for utbedring, hvor reversibelt tap gjenopprettes. Samtidig vil det ikke-reversible tapet gi anlegget en nedadgående kraftproduksjon (Wiggelinkhuizen et al., 2008; Ding, 2010; Scheu et al, 2019). Driftsstrategien settes slik at anlegget ikke krysser det gunstigste tidspunktet for utbedring, en funksjon av optimal kraftproduksjon og økonomisk drift. Fordi flytende havvind består av komponenter med ulike funksjoner, fra ulike produsenter med ulike spesifikasjonskrav, vil enkeltkomponenters egenskaper, utskiftingstakt, serviceintervall og levetider variere. Om anlegg eller komponenter driftes forbi sin

² Nedetid er når anlegget av tekniske årsaker ikke kan produsere kraft

³ Turbindød oppstår når reparasjon eller drift- og vedlikeholdskostnadene ikke tilsier lønnsomt drift og anlegget tas ut av produksjon. Turbinen står til parkens avvikling, men vil ikke generere kraft.

⁴ Små turbiner kostet 4 824 £/turbin/dag, mens større koster 8 810 £/turbin/dag, hvor vekslingsraten er 11,8 NOK/GBP for 2022 (DNB, 2022).

optimale funksjon vil de nå *kritisk tilstand*, hvor belastningen medfører irreversibel skade eller for store kostnader til å tilbakestille, og alternativet er turbindød og avvikling. Lønnsomheten tilsier optimal driftsstrategi innenfor anleggets levetid, standardisert eller forlenget.



Figur 1 Tilstandsreduksjon

Tabell 3 illustrerer ikke-reversibelt og reversibelt tap på en vindturbin hvor girkassen ble skiftet i år 10. Anlegget har en andel ikke-reversibel degradering (-4% i år 10), mens å skifte girkasse reduserte degraderingen fra -6,2% (år 9) til -4,0% (år 10). Undersøkelsen av denne turbinen var i kontrollerte forhold, der turbinen var plassert hos produsenten. Å kvantifisere degradering er derimot vanskelig fordi degraderingene er ikke-lineær, og litteraturen skiller sjeldent mellom ikke-reversibelt og reversibelt tap. På den måten foreligger ikke nok historiske data, mens anlegg har ulike forutsetninger med ulike produsenter (Byrne et al., 2020).

Tabell 3 Degradering: ikke-reversibelt og reversibelt

År fra anleggets igangsetting (null)	Totalt effekttap	Kommentar
År 0 til 4	-0,10 %	
År 0 til 5	-0,70 %	
År 0 til 6	-0,40 %	
År 0 til 7	-1,10 %	
År 0 til 9	-6,20 %	Girkasse reduserer effekt
År 0 til 10	-4,00 %	Girkasse utskiftet

2.4 FORLENGET LEVETID

Gode vindressurser gir gode inntekter. Å forlenge driften av kraftproduksjon på gode lokasjoner kan derfor være et lønnsomt alternativ (IRENA, 2019).

Forlengelse av levetid og kraftproduksjon har konsekvens for lønnsomhet. Ved levetidforlengelse forventes investeringskostnaden CAPEX å utgjøre en mindre andel av kontantstrømmen, mens kraftproduksjon foregår lengre og øker lønnsomheten. Undersøkelse av Rubert (2018) viser at LCOE

kan reduseres med 4,9 % med år 5 års forlenget kraftproduksjon, som reduseres til 7,7% med 10 års forlenget kraftproduksjon og helt ned til 9,3% i år 15 fra opprinnelig LCOE. Luengo & Kolios (2015) undersøkte de første landbaserte vindkraftverkene i England, drevet forbi sin opprinnelige levetid, som viste lønnsomhet til tross for 25% redusert effekt. Dette tyder lengre levetid gir bedre lønnsomhet (Pakenham et al, 2021).

I tabell 4 beskriver Shafiee & Animah (2017) og Hokstad et al (2010) ni strategier for lengre levetid med ulike forbedringsegenskaper og hvordan de påvirker levetid, vedlikehold, kostnad og forbedring av anlegg. For eldre anlegg er tilgang på gamle komponenter avgjørende for den potensielle levetiden, ref. avvikling Yttre Stengrund.

<i>Tabell 4 Levetidforlengende strategier</i>	
Strategi	Aktivitet
Repower	Anlegget eller komponent skiftes ut med ny teknologi ved anleggets utløpte tekniske eller økonomiske levetid. Dette kan også være uavhengig av anleggets tilstand. Repower kan foregå helt eller delvis. Generelt gjenopprettes anleggets effekt til opprinnelig tilstand eller bedre.
Reconditioning	Drifts- og vedlikeholdsarbeid i faste intervaller. Rengjøring, smøring, etterstramming og kontroll av anlegg. Aktiviteten opprettholder og fortsetter anleggets funksjon.
Remanufacturing	Tilbakestiller et system eller komponent til opprinnelig tilstand. Kombinasjon av drift og vedlikeholdsarbeid sammen med utskiftning av deler. Aktiviteten øker kraftproduksjon.
Retrofit	Erstatter gamle komponenter eller utstyr med tilsvarende nye komponenter. Aktiviteten forbedrer funksjon, tilgjengelighet, mens nedetid reduseres.
Use-up	Anlegget eller komponent brukes i sin fulle teknologiske levetid.
Refurbishment	Anlegg og komponenter driftes med teknologi tilsvarende anleggets opprinnelige teknologi. Levetid forlenges og anlegget driftes som originalt uten oppgraderinger.
Reclaiming	Ulike aktiviteter som opprettholder anlegg eller komponenters funksjon. Ofte er det urenheter fra smøring og oljer som fjernes.
Retrofilling	Ulike aktiviteter som opprettholder anlegg eller komponenters funksjon. Ofte er det smøring og oljer som skiftes.
Repair	Reparasjoner som restaurerer anlegg eller komponent til sin opprinnelige tilstand. Brukes oftere ved levetidforlengelse, der komponenter har ulike levetider og vedlikeholdsstrategier. Brukes mer der repower ikke er lønnsomt.

Å forlenge kraftproduksjonen kan utføres med enkel levetidforlengende strategi eller i kombinasjon. Oppgaven undersøker *retrofit* og *repower*.

Første strategi for å besvare forskningsspørsmålet tar utgangspunkt i *retrofit* (med *reconditioning*). Her forutsettes at gamle komponenter skiftes i takt med teknisk levetid, mens anlegget driftes med vanlig drifts- og vedlikeholdsarbeid. Fordelen med *retrofit* er lavere investeringskostnader for levetidforlengelse og lengre levetid. Ulempen er kombinasjon av nye og gamle komponenter, hvor anlegget får tilstandsreduksjon og redusert energileveranse, tilsvarende illustrert i figur 1. Utskiftning fjerner det reversible tapet, men vil ikke overstige det ikke-reversible tapet.

Med *repower* skiftes hele eller større deler av anlegget (ofte blader eller gir (IRENA, 2019)), hvor anlegget driftes normalt med *reconditioning*. Investeringskostnadene blir større, men anleggets kraftproduksjon «nullstilles», slik at kraftproduksjon øker.

Beslutningene er gjensidig utelukkende, men må ikke nødvendigvis tas ved investeringstidspunkt. På denne måten vurderes utvikling og utsikt for økt eller redusert fortjeneste. Beslutningen om et anlegg skal avvikles bør starte tidligst mulig og ikke senere enn to til fire år før avvikling (Gjødvaad & Ibsen, 2016b), mens tidligfase prosjektering av nytt anlegg starter fire-fem år før kraftproduksjon (Bjerkseter & Ågotnes, 2013; Myhr et al., 2014; Rinaldi et al., 2021; Valpy et al., 2017). For et anlegg med 30 års levetid bør beslutning tas senest fem år før leveår 15, altså i leveår 10 og ved 40 års levetid tas beslutning senest fem år før leveår 20, altså i leveår 15.

2.5 LØNNSOMHET: LCOE OG NÅVERDI

For å undersøke lønnsomhetsspørsmål er det brukt nåverdi og energikostnader over levetiden, gitt som LCOE. Metodene er enkle, basert på ulike data, med ulikt utkom, men er begge anerkjente metoder, som resulterer i beslutningsvariabler.

Nåverdi finner lønnsomheten av kontantstrømselement som oppstår på ulike tidspunkter. Kontantstrømmer diskonteres til et tidspunkt, hvor netto nåverdi er summen av alle nåverdier. Nåverdien beregnes med diskonteringsrente (kalkulasjonsrente), betegnet av risikovilje og avkastningskrav, og avdekker om investeringen er lønnsom. Diskontering gjør at fremtidige kontantstrømmer har mindre verdi enn kontantstrømmer som oppstår i dag.

LCOE er energikostnaden over prosjektets levetid og fungerer som et mål på kostnadseffektivitet. Metoden beregner verdien av anleggets diskonterte kostnader i forhold til den diskonterte kraftproduksjonen og anvendes ofte for sammenligning av produksjonskostnader på tvers av kraftproduserende teknologier og prosjekter. Målet er lavest mulig investeringskostnad for produsert kraft. Den kan anvendes for å avdekke subsidieringsbehov for ny teknologi der kostnaden overstiger markedets kraftpris.

LCOE for flytende havvind er forventet å falle kraftig. DNV (2021a, s. 89) forventer en reduksjon fra 222 USD/MWh i 2020 til 43 USD/MWh i 2050. Dette tilsier en reduksjon på 80% over 30 år. GWEC (2022, s. 14) estimerer at fallet mellom 2035 og 2050 ligger rundt 17-40%. Dette tilsier at kostnadsreduksjonen fortsetter i lang tid fremover.

Havvind er kostnadskrevende investeringer, hvor både nåverdi og LCOE generelt favoriserer lang levetid. Nåverdien øker så lenge kontantstrømmene er positive, mens LCOE reduseres så lenge kraftproduksjonen er større enn drifts- og vedlikeholdskostnadene. Metodene ønsker å gå «uendelig», til diskonteringen over tid har redusert lønnsomheten til marginal fortjeneste. Dette gjør at metodene ikke vurderer andre faktorer som alternative investeringer og beslutninger om optimal avvikling.

Investering i havvind strekker seg over lang tid og inneholder risikoaversjon. Direktoratet for økonomistyring sin kalkulasjonsrente legges til grunn, men gjengir ikke nødvendigvis bedrifters avkastningskrav. For våre beregninger er tidshorisonten 20-40 år. I realiteten blir det krevende å beregne korrekt risiko når fremtidige endringer, kostnadsreduksjoner, nyvinninger og muligheter er ukjente. Dette gjør at investeringer med kortere levetid og raskere avkastning kan favoriseres, hvor risikoen reduseres og kapitalen kan frigjøres og brukes alternativt. Å prise risikopremie for langsiktige investeringer i ny teknologi er krevende, der rammene er usikre, investeringskostnader store og inntektene er moderate og forløper over lang tid. Risikoen kan være priset for lav, vurdert utenfor samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Lønnsomhet burde regnes prosjektspesifikk og standardisert for konkrete og sammenlignbare verdier. Beregninger i denne oppgaven er generelle. Verdier endres med prosjektegenskaper, med konsekvens for resultat. Prosjektspesifikke egenskaper som avstand til land med store dybder øker CAPEX og OPEX, der redusert tilgjengelighet og mer nedetid øker kostnadene, mens tilgang på bedre vindressurser forbedrer inntektene (NVE, 2019).

Manglende standardisert lønnsomhetsberegning har konsekvens for resultatene. Visser og Held (2014, tabell 3-2, 3-4 og 3-6) viser at land inkluderer kostnader ulikt, som kan gi skjevt blikk på faktiske kostnader. Eksempelvis viser rapporten sammenligninger av Nederland, Tyskland og UK, der Nederland utelater elektrisk anlegg og avviklingskostnader, er dette delvis med i Tyskland og helt inkludert i UK. Dette gir feilaktig bilde av LCOE og nåverdi og kan medføre feil vurderingsgrunnlag.

Størrelse påvirker lønnsomheten. Et norsk område er åpnet for konsesjon flytende havvind. Konsesjonen ved Utsira nord er forventet å deles i tre områder, på 300, 600 og 600 MW (Olje- og energidepartementet, 2022). Kostnadskrevende prosjekter kan ha stor avkastning, men lav avkastning i prosent, mens mindre prosjekter kan ha mindre avkastning, men større prosentandel. Isolert vurdert gir det store prosjektet størst avkastning, men i realiteten gir mindre prosjekt bedre lønnsomhet. Slik kan flere, mindre prosjekter kan være det beste alternativet. Lønnsomheten av kraftproduksjon må derfor vurderes ut fra flere kriterier enn bare avkastningen i nåverdi. LCOE kan i slike tilfeller avdekke hvor kostnadseffektiv investeringen er, ved å fortelle hvilke investeringer som er gjort i forhold til installert effekt og være mer egnet til sammenligning av teknologi og investering.

Nåverdi og LCOE viser kostnader i en avgrenset periode. Resultatene er ikke overførbare, der alle forutsetninger og variabler endres, med nye resultater. Kritiske røster mener kraftproduksjonen i Sørlike Nordsjø og Utsira Nord kan forventes rundt 2032, men optimistiske håper 2029 (Øvrebø, 2022) Å endre oppstartstidspunkt til 2032 krever ny data og simulering.

Av tabell 5 fremkommer forventet LCOE i 2030.

<i>Tabell 5 LCOE 2030</i>		
Kilde	Underlag	Verdier [NOK/MWh]
(Multiconsult, 2012)	Høyt: 1,0-1,2 NOK/kWh, 12 og 200 km fra land	1000-1200
	Lavt: 0,8-1 NOK/kWh, 12 og 200 km fra land	800-1000
(Wiser et al, 2016, S. 15 og 55)	132 \$/MWh (yttre verdier 100 og 180 \$/MWh)	1100 (800 til 1500)
(Olje- og energidepartementet, 2020, kap. 4.3)	Flytende havvind på Utsira Nord: 82 øre/kWh og mellom 72 og 110 øre/kWh	820
(DNV, u.å.)	Referanse til US. DOE: 70 \$/MWh	600
	Referanse til Wood Mackenzie: 40 Euro/MWh.	350
(FLAGSHIP, 2022; GWEC, 2021; DNV, u.å.; Equinor, 2018; Olje- og energidepartementet, 2020; Onsum, 2021)	40-60€/MWh	400-600
(DNV, 2021c, figur 1.1)	66 euro/MWh	670
(Thema Consulting, 2021)	50 EUR/MWh i 2030	500
(IEA, 2021, table B.4a)	Store forskjeller mellom land: EU 50 \$/MWh	430
	Store forskjeller mellom land: USA 70 \$/MWh	600
	Store forskjeller mellom land: Kina 60 \$/MWh	520
	Store forskjeller mellom land: India 85 \$/MWh	730
(Stehly & Duffy, 2022, s. 30&36)	60 \$2018/MWh	500

Dale (2019, side 52) estimerer nåverdien av Hywind Tampen. Utslagsgivende faktorer er levetid, diskonteringsrente og karbonprisbane, hvor følgende er lagt til grunn i tabell 6, med omregning til nåverdi per effekt MW:

<i>Tabell 6 Nåverdi</i>	
Levetid 19 år, diskonteringsrente 4% og lav karbonpris:	-2 milliarder NOK / -22,7 MNOK/MW
Levetid 19 år, diskonteringsrente 4% og 2-gradersbane:	-1,4 milliarder NOK / -16 MNOK/MW
Levetid 19 år, diskonteringsrente 4% og 1,5-gradersbane:	-0,8 milliarder NOK / -9 MNOK/MW
Levetid 25 år, diskonteringsrente 4% og lav karbonpris:	-1,1 milliarder NOK / -12,5 MNOK/MW
Levetid 25 år, diskonteringsrente 4% og 2-gradersbane:	0,25 milliarder NOK / 2,8 MNOK/MW
Levetid 25 år, diskonteringsrente 4% og 1,5-gradersbane:	1,1 milliarder NOK / 12,5 MNOK/MW

2.6 INNFØRING I FLYTENDE HAVVIND

For å forstå flytende havvind gir dette kapitlet en innføring i teknologi og komponenter. Det gir innføring i turbiner, flytende understell og forankring, med en kort forklaring av elektrisk anlegg (som ikke inngår i kostnadsberegningene, men knyttes til oppgavens diskusjon), før en kort innføring i materialer. Hver emne presenteres slik teknologien foreligger i dag og avsluttes med muligheter.

FLYTENDE HAVVIND: KONSEPT, KOMPONENTER OG FREMTID

Flytende havvind kombinerer kunnskap fra tre teknologier: vindkraft, petroleumsindustriens offshoreinstallasjoner og kraftoverføring. Fra den landbaserte vindkraften er vindturbiner overført og plassert på forankrede, flytende understell, hvor kraft transporteres med kabler til land for påkobling kraftnettet. Hver for seg er alle kjente teknologier hvor havvind drar nytte av tidligere utvikling, men nye sammensetningen krever nye tilpasning. Havvind er i startfasen og det forventes store utviklinger fremover.

Utviklingen tyder på «større og bedre» med lavere kostnader. Større turbiner og flyteelementer, med økt effekt og effektivitet, og mer kraftproduksjon, flyttes lengre ut til havs for tilgang på bedre vindressurser. Konsesjon begrenser vindparkens øvre tillatte effekt, slik at større turbiner reduserer behovet for antall turbiner. Dette gir lavere investering-, drifts- og vedlikehold- og avviklingskostnader. Mer kraftproduksjon til lavere kostnad gir økt lønnsomhet.

Fremover vil vi se flere spesialiserte produksjonsanlegg som optimaliserer produksjon, hvor teknologier og løsninger standardiseres, produksjon automatiseres, slik at produksjonstid, arbeidstid og installasjonstid reduseres (BVG Associates, 2012; Valpy et al., 2017).

TURBINER

Turbinen er den kraftproduserende teknologien og består av tårn, nacelle og rotor. Kommersielt dominerer turbiner med tre horisontalt akslede rotorblader og brukes på tvers av ulike flytende understell.

Tårn er bindeleddet mellom fundamentet og nacelle med rotor, hvor vinden fanges og kraft produseres. Havvind er i hovedsak lik landbasert, men dimensjonert for flere krefter, med bedre korrosjonsbeskyttelse og gjerne større dimensjoner for å bedre å utnytte havvinden. Tårnene består av valsede, seksjonerte stålkonstruksjoner med tykkelse helt opp mot 150 mm som boltes sammen under installasjon (Lee et al., 2021). I 2020 plasserte tårnhøyden turbinen i 100 meters høyde (GWEC, 2022, s. 58), som kan forventes å stige helt opp mot 150 meter i 2035 (US DOE, 2021). Høyde gir tilgang til bedre og mer stabile vindressurser, som er sentralt for økt effekt og bedre kapasitetsfaktor, men øker samtidig behovet for materialer, hvor stål og sjeldne jordtyper kan bli utslagsgivende for fremtidige kostnader.

De store kostnadene til tårn er stål, produksjon og installasjon. Større anlegg muliggjør produksjonen av tårn i et element, med effektivisert produksjon og installasjon med kranløft, og mindre drift og

vedlikehold som følge av færre boltede ledd. For stålbehov forskes det på måter å redusere tykkelsen, som reduserer materialbehov og gir lettere konstruksjoner, som igjen kan redusere størrelsen på understellene. Kostnadsreduksjon av dette kan ligge opp mot 10-15% av tårnkostnadene (BVG Associates, 2012; The Crown Estate, 2012; Valpy et al., 2017). For å redusere kostnader forskes det på og utvikles nye løsninger, inklusivt turbintårn med bruk av treteknologi, som også kan brukes til havs, som i fremtiden kan redusere kostnader og klimaavtrykk (Brobeg, 2021; Modvion, 2022).

Nacelle er generatorhuset, plassert på toppen av tårnet. Den beskytter den kraftproduserende generatoren, kontrollsystermer for drift og overvåkning, samt andre tekniske innretninger. For å holde vekten nede er dette ofte laget av glassfiber. Drift og vedlikeholdsarbeid utføres hovedsakelig i nacellen av driftspersonale. Fra generatoren, enten direktdrevet eller via girkasse, føres hovedakslingen til rotoren. Hus og tekniske installasjoner er forventet å øke i størrelse, som krever innovasjon for lettere komponenter slik at ikke tårn og understell må dimensjonere opp. Det største teknologiske potensialet ligger i økt effekt med større generatorer, som kan redusere LCOE betraktelig. Annen vinning ligger i drivverk med kraftoverføring, kraftkonvertering og -overføring og kontroll-, styrings- og optimaliseringssystemer. Havvind har andre forutsetninger enn landbasert vind, og det kan det forventes nye, foreløpig ukjente, teknologiske vinninger (BVG Associates, 2012; The Crown Estate, 2012; Valpy et al, 2017).

Rotoren er delene som fanger og overfører vindens bevegelsesenergi til mekanisk energi. Av dette utgjør rotorbladene hovedbestanddelen, bestående av ulike sammensetninger av polyester, karbon, epoxy og resin i flere lag. Størrelse øker i takt med turbin og tårn og i løpet av innestående år forventes prototyper med 115 meter lange blader og en rotordiameter på 236 meter (GWEC, 2021; VESTAS, 2021a). Utviklingen vil møte tekniske utfordringer, men diameteren er forventet å trekke opp mot 275 meter for å kunne levere 20 MW effekt i 2030 (IRENA, 2019; Lee et al., 2021).

Rotordiameter er den største faktoren for kostnadsreduksjon, hvor størrelsen er sentral for å fange mest mulig vind og generere elektrisk kraft. Vindressurser må ses i forhold til optimalisert bladdynamikk, der styringsmekanismer gir maksimal fart med akseptabel belastning og slitasje. Tilsvarende tårn forventes en utvikling av dedikerte produksjonsanlegg for effektivisert produksjon, som reduserer kostnader (BVG Associates, 2012; The Crown Estate, 2012; Valpy et al, 2017).

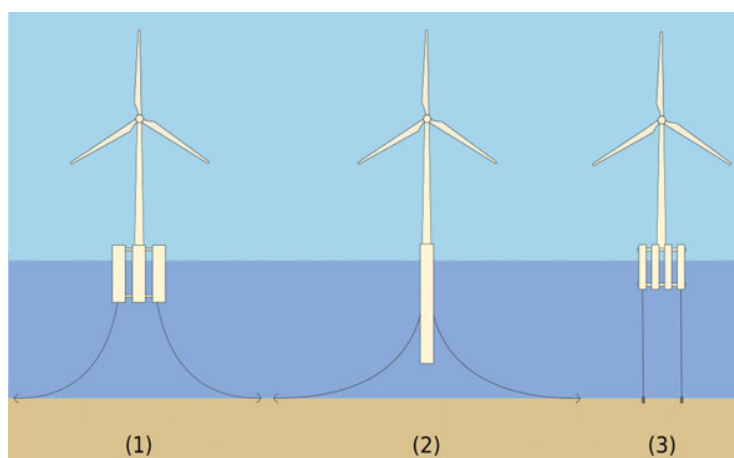
Store andeler av turbin og tårn kan gjenvinnes, estimert opp mot 85-90% (Wind Europe, 2020). I vekt består turbiner i hovedsak av metaller, som har en stor gjenvinningsgrad (Razdan & Garrett, 2015). Bladene, derimot, er sammensetninger av ulike materialer i ulike komposisjoner, som gjør dem foreløpig krevende og ikke kostnadseffektive å resirkulere. Dette gjør at de i hovedsak samles på avfallsplasser eller går til forbrenning, som byr på en av vindkraftens største miljøutfordringer (Andersen et al, 2014; Gjødvad & Ibsen, 2016a; Mishnaevsky et al., 2017). Det jobbes for kostnadsbesparende og miljøvennlig produksjonen og resirkulering av blader for et sirkulært kretslop (European Parliament, 2018; Siemens Gamesa, u.å.; VESTAS, 2021b).

FLYTENDE UNDERSTELL (FLYTEELEMENTER)

Bunnfast er mer modnere teknologi enn flytende, og har gjennomgått flere trinn med kostnadsreduksjon. Selv om bunnfast har en etablert og kostnadseffektiv leverandørkjede, bærer den med ulemper som større inngrep i havbunn, samtidig som understell må tilpasses havdybde. Flytende forbigår disse med enklere forankringsløsninger, mens lokal tilpasning på havdybde utføres med justering på ankerlinjen. Dette gjør flytende havvind mer fleksibel og monteringsvennlig.

Det flytende understellet er det som gjør havvind unik og gir muligheter. Teknologien er fleksibel og åpner for flere monteringsmuligheter. Der tid og utstyr er de største kostnadsdriverne under installasjon (James & Ros, 2015), ligger det store kostnadspotensialer i sammenstilling av turbin og understell ved verftenes montasjefasiliteter, for å transportere til havs med taubåter. Dette reduserer kostnadene for maritime kran- og løfteoperasjoner.

De flytende understellene skaper oppdrift og fungerer som fundament for turbinene. Dette er i hovedsak basert på design, erfaring og teknologien hentet fra olje og gass (Castro-Santos & Diaz-Casas, 2016), som har brukt disse teknologiene på havdybder ned mot 2000 meters dybde (Harrison, 2020). Flytende havvind er tidligst på prekommersielt stadie og er ikke standardisert på tvers av konsept eller leverandør. Dette gjør at det eksisterer flere konsepter, hovedsakelig gruppert i tre hovedkonsepter, illustrert i figur 2 (Castro-Santos & Diaz-Casas, 2016), med ulike funksjoner og egenskaper. I valg av understell vurderes last og lastoverføring, produksjon, transport, installasjon og havdybde med bunnforhold (Zhang et al., 2016, s. 103). Understellene produseres av både stål og betong, hvor et flytende understell for en 8 MW turbin kan kreve opp mot 2000 tonn stål (Eriksen et al., 2021, s. 11). Store mengder materialer legger press på produksjon og leverandørkjeden. Bransjen ser på kortreiste muligheter, hvor betong og tilslag produseres lokalt med reduserte kostnader og klimagassutslipp, som viser til at betong kan ha lavere investeringskostnader og klimagasavtrykk (BVG Associates, 2012; James & Ros, 2015; WindWorks Jelsa, 2021). De flytende understellene kan videre utvikles med lengere levetid og større tilpasningsevne for repower, der kun turbin og tårn skiftes ut. Mindre tilpasning av understellet vil redusere kostnaden ved forlenget kraftproduksjon fremfor full utskiftning (Topham & McMillan, 2017).



Figur 2 Flytende understell

Konsept (1): *Semi-nedsenkbar*.

Halvt nedsenkbar understell består av en plattform som ligger delvis nedsenket i vann. Oppdrift og stabilisering skapes av flyteelementene som ligger delvis i luft og delvis i vann, forankret med slakkliner til anker. Understellene produseres ved havn og sammenstilles med turbiner som fraktes med taubåt til vindpark. Understellene er brukt ved WindFloat Atlantic og Kincardine (Principle Power, 2021b; Principle Power, 2021c), hvor de til nå, gjennom WindFloat konseptet, har vært produsert i stål. Betongproduksjon av understell antas ha en tydelig fremtid (WindWorks Jelsa, 2021, s. 8). Hovedvekten av fremtidige prosjekterte understell er semi-nedsenkbar (Lee et al., 2021, s. 104).

Konsept (2): *Sparbøye*.

Den første flytende havvindinstallasjonen, Hywind Demo, var utført etter sparbøye konseptet Hywind. Konseptet består av et slankt, sylindrisk og hult «rør», som skaper oppdrift, balansert av ballast i bunn (vann, stein, sand, sement eller slagstoff) og forankret med slakkliner (Arapogianni et al., 2013; Harrison, 2020; James & Ros, 2015). Understellet er oftest konstruert med glidestøpt betong og har kortest produksjonstid (James & Ros, 2015, s. 103). Understell og turbiner ferdigmonteres enten ved land for å transporteres til havs med tauebåter eller fraktes hver for seg til lokasjon, der turbiner monteres på plass med kranbåt på understell. Hywind har vært brukt ved Statoil / Equinor prosjektene Hywind Demo, Scotland og Tampen (Driscoll et al., 2016; Equinor, 2022a; Equinor, 2022b) og i 2021 var sparbøye det mest brukte flytende understellet (Lee et al., 2021, s. 103). Utfordringer knyttet til sparbøye er dens dybde. Produksjon, montasje, installasjon og avvikling krever dype nok havner eller andre løsninger som tillater kostnadseffektive prosesser.

Konsept (3): *Strekstag*.

Strekstag avviker fra de andre forankringsløsningene hvor oppdriften stabiliseres av vertikale stag forankret i bunn med spenn. Løsningen kan stabilisere turbinen til tross for kraftige bølger (Harrison, 2020). Løsningen har lenge vært brukt som favoritt i oljebransjen, men har til gode å ta marked innen flytende havvind (Myhr et al., 2014). Uten behovet for ballast, reduseres behovet for stål og betong, med lavere investeringskostnader enn semi-nedsenkbar og sparbøyer. Dette kan veies opp med større belastning på ankerline, som krever større utskiftning av ankerline (James & Ros, 2015).

Det brukes mye materiale for å lage understell. For sammenlignbare konsepter uten ballast ligger vekten rundt 2000 tonn for semi-nedsenkbar, 1500 tonn for sparbøye og 1000 tonn for strekkstag. Med ballast øker semi-nedsenkbar til 6000 tonn, mens sparbøye øker til 8000 tonn. Strekkstag har ikke ballast. (Harrison, 2020). For å redusere kostnadene på havvind er det avgjørende at understellene klarer de økte belastningene som følge av utviklingen med større turbiner. For å håndtere materialkostnader fokuserer forskningen på videreutvikling av konsepter og produksjonsmetoder med effektiv sveising og bruk av betong (IRENA, 2016; TEKNA, 2022)

FORANKRINGSSYSTEMET: ANKERLINER OG ANKER

Understellene forankres for å fordele krefter og påse at turbinen holder seg innenfor et gitt område med minst tre ankerliner. Antall liner sikrer også installasjonen ved svikt i forankringen. Det er vanlig at semi-nedsenkbare og sparbøye bruker tyngre og dyrere ankerliner, mens strekkstag bruker lettere og rimeligere ankerliner. (James & Ros, 2015; TEKNA, 2022).

Forankring fra understell til anker skjer i dag med kjetting, stålkabler eller fibertau (DNV GL, 2020a). Kjetting er laget av massivt metall, som gir tyngde, har høy bruddstyrke og er motstandsdyktige for overflateslitasje, men har høyere investeringskostnader (Nordvik, 2019). Kjetting er foretrukket der plattformløsninger krever tyngre ankerliner for stabilisering.

Stålkabler er sammensatte wireløsninger og har samme bruddstyrke som kjetting, men med større elastisitet. Dette gjør dem mer monteringsvennlige, samtidig som de er mer utsatt for skade og korrosjon. (Vryhof Anchors BV, 2010).

Mye av fremtiden i ankerliner ligger i fibertau, hvor bruken av polyestertau vil kunne redusere ankerlinekostnadene med 50% og anleggets totale investeringskostnader med 10% (NORWEP, 2022; Semar, 2022).

Anker forankrer installasjonen til bunn og velges basert på laster og forankringsbehovet, utforming og antall forankringsliner, bunnforhold m.m. (DNV GL, 2020a; Heidari, 2017). De vanligste ankrene er draganker, peleanker, torpedoanker, gravitasjonsanker og sugeanker. Ved Hywind er det brukt sugeanker, mens Kincardine brukte draganker. Det forskes på løsninger som fester flere ankerlinjer til hvert anker for å redusere kostnadene (Ford, 2020; Rinaldi et al., 2021).

ELEKTRISK ANLEGG

Det elektriske anlegget ved havvind består av tre deler: matrisekabler (array-kabler), substasjon og eksportkabler.

Vindturbinene er koblet internt med matrisekabler, som transporter strømmen til substasjonen med spenning opp til 36 kV. I substasjonen økes spenningen til mellom 110 og 220 kV for overføring med eksportkabler til landbaserte substasjoner. Overføringen tilpasses avstand til land og økonomiske forhold. For anlegg nært land brukes HVAC (high voltage alterante current). Teknologien er rimeligste, men har også størst effekttap. For lengre avstander til land og lengre transportetapper brukes HVDC (high volatage direct current). Denne har større kostnader, men effekttapet er lavere (Kaiser & Snyder, 2010; Windfacts, u.å.).

Kraftoverføring kan skje radial, fra substasjon til et kontaktpunkt, eller hybrid, med flere kontaktpunkter, da gjerne som flere land. Temaet er politisk betent, hvor den norske regjeringen har avgjort at de første installasjonene skal ha kontaktpunkt radially mot Norge, til tross for at strømbransjen er klar på at radial er avgjørende for lønnsomhet (NRK, 2022).

Elektrisk anlegg varierer mellom prosjekter og pålegger lønnsomhetsvurderingene stor usikkerhet. Det forutsettes derfor at kostnader elektrisk anlegg er lik for ulike løsninger innenfor samme levetid.

MATERIALER

Å bygge vindkraft er ressurskrevende, både hva gjelder materialer og energi. For flytende havvind er det estimert at 85-90% av materialene er stål og ulike metallegeringer, mens resten hovedsakelig er betong og blader (Carrara et al., 2020). Uthenting av råmaterialer for stålproduksjon står for over to tredjedeler av klimagassutslippet til vindkraft (Lee et al., 2021; Siemens Gamesa, u.å.). Når Europa forventer at vindkraft vil stå for over 25% av valset stål innen fem år (Lee et al., 2021) og det vil være et kraftbehov på 400 TWh for å gjøre europeisk stål karbonnøytralt (Fraile et al., 2021), tilsier potensialet et stort klimagassavtrykk, med høye karbonkostnader. For å bygge 30 GW vindkraft til havs trengs over 7000 tonn stål (Musial et al., 2021), så fremtidig materialbruk ser på økt gjenbruk og resirkulering sammen med ulike lavkarbonprodukter for å redusere klimagassutslipp, miljøbelastning og kostnader.

De store fremtidige vindmarkedene befinner seg i Kina, Nord-Amerika og Europa. Av råmaterialer til vindkraft står Europa og USA for bare hhv 1% og 3%, hvor materialtilgang er dominert av Kina (Bobba et al., 2020). Dette kan ha konsekvenser for leveringssikkerhet, sammen med markedsfordeler der Kina kan anskaffe og produsere vindkraftinstallasjoner til andre kostnader enn resten av markedet.

3 METODE OG DATA

3.1 DESIGN

For å gi innføring i metode og forstå oppbygning av regnemodellen, gir kapitlet en veiledning av relevante temaer. Forutsetninger og metode presenteres i den rekkefølgen de legges til grunn i oppbygningen av Excel, hvor vedlegg 3.1 *Regneark* viser utregning for de første årene. De store tingene rammes først med forutsetningene, for så å undersøke detaljene.

Forskningsspørsmålet undersøkes med en kvantitativ forskningsdesign som komparativt vurderer gjensidig utelukkende alternativer. Lønnsomhetsberegninger er anvendt på innsamlet data, som legges til grunn for sammenligning av anlegg med normert og forlenget levetid. Følgende forutsetninger og antakelser legges til grunn i beregningene:

- Data og variabler inngår slik beskrevet i teori- og metodekapitlene.
- Kraftproduksjon starter i år 2029.
- Analyseperioden er de økonomiske levetidene, 20, 30 og 40 år.
- Alle inn- og utbetalinger skjer med ett års intervall.
- Alle kontantstrømmer er oppgitt i faste kroner. Alle beregninger er utført og oppgitt i NOK₂₀₂₀.

Metode og data viser basisscenario. Verdier og underlag for lave og høye verdier med tabeller fremkommer av vedlegg *Metode 3.1 lave og høye ytre verdier*.

3.2 HAVVIND I FEM ULIKE PROSJEKTER

Oppgaven skisserer fem prosjekter hvor levetiden varierer i lengde og lengre levetid skjer gjennom *retrofit* eller *repower*. Hvert scenario tar utgangspunkt i et basisscenario, som er ment å representere et gjennomsnitt av forventet utvikling. Det utarbeides lave og høye scenarier, som representere de ytre grensene for hva litteraturen forventer.

For å besvare forskningsspørsmålet undersøkes delspørsmålene med beslutningssituasjonen, som rammer og presiserer beslutningsalternativene:

- Prosjektperiodens totale levetid.
- Strategi for lengre levetid: levetidforlengelse med *retrofit* eller utskiftning med *repower*.

Fem levetidalternativer undersøker ulike sammensetninger av levetid og strategi for lengre levetid:

- *Levetidalternativ 1:* Levetid 20 år og ett anlegg som driftes normalt og avvikles etter år 20.
- *Levetidalternativ 2:* Levetid 30 år og ett anlegg som driftes med *retrofit* og avvikles etter år 30.
- *Levetidalternativ 3:* Levetid 30 år og to anlegg som driftes normalt, hvor første anlegg avvikles etter 15 år og erstattes (*repower*) med nytt anlegg med nye 15 års levetid. Begge anleggene har en samlet levetid på 30 år, hvor anlegget avvikles fullstendig etter år 30.
- *Levetidalternativ 4:* Levetid 40 år og ett anlegg som driftes med *retrofit* og avvikles etter år 40.
- *Levetidalternativ 5:* Levetid 40 år og to anlegg som driftes normalt, hvor første anlegg avvikles etter 20 år og erstattes (*repower*) med nytt anlegg med 20 års levetid. Begge anleggene har en samlet levetid på 40 år, hvor anlegget avvikles fullstendig etter år 40.

Kraftproduksjon opp mot 60 år er vurdert, med repower på 20+20 og 30+30 år. Dette ble forkastet på grunn av lang tidshorisont og økt usikkerhet (DNV (2021a) modellerer kun 30 år frem i tid til 2050, begrenset av «teknologiske gjennombrudd og skalering vi ikke har kjennskap til»), samtidig som norske konsesjoner er avgrenset til 30 år (men åpner for utvidelsesmuligheter) (Lovdata, 2010). Levetidalternativt 40 år overskrider konsesjon, men brukes for å tydeliggjøre konsekvensen av lengre kraftproduksjon. Storbritannia økte konsesjonstid 50 år til 60 år for å muliggjøre to anlegg innenfor en konsesjonstid (The Crown Estate, 2019c). Det er ukjent om norsk konsesjonstid vil følge dette.

Med fem tidsalternativer knyttet mot forskningsspørsmålene vil oppgaven legge til rette for situasjonsbetinget veivalg ved investeringer i havvindinstallasjoner.

Oppstart kraftproduksjon er lagt til 2029. Utgangspunktet er foreliggende konsesjonsåpning av Utsira Nord for flytende havvind, og forutsatt raskt konsesjonsbehandling, konsekvensutredninger, produksjon og installasjon, slik at oppstart kraftproduksjon 2029 overholdes. Generelt tar denne prosessen minst syv år, hvor oppstart kan ligge mellom 2029 og 2032 (Øvrebø, 2022).

3.3 LØNNSOMHET

NÅVERDI

Nåverdi er en anerkjent måte å undersøke lønnsomheten av et kontantstrømselement som oppstår på et annet tidspunkt, der netto nåverdi er et absolutt lønnsomhetsmål som summerer nåverdiene til et gitt tidspunkt. Metoden bruker «baklengs renteregning», hvor fremtidige kontantstrømmer omregnes med en diskonteringsrente til dagens verdi, gitt som «nettooverskudd etter fradrag for alle kapitalkostnader» (Bohren & Gjerum, 2020, s. 116 og 174). Fremtidige kontantstrømmer får dermed mindre verdi enn kontantstrømmer som oppstår i dag. Diskonteringsrente betegnes av risikovilje og avkastningskrav, hvor nåverdi er vist i formel (3.1)

$$\text{Nåverdi} = \frac{K_t}{(1+r)^t} \quad (3.1)$$

Der $NV = \text{Nåverdi}$ [NOK], $K_t = \text{Prosjektets kontantstrøm på tidspunkt } t$ [NOK], $r = \text{Diskonteringsrente}$ [%], $t = \text{Tidspunkt / år kontantstrøm oppstår}$ [år] og $n = \text{Antall år}$ [år]

Investering i havvind strekker seg over flere år. Det er store investeringsutlegg i prosjektets startsfase, etterfulgt av en lengre periode med kostnader for drift og vedlikehold og inntekter fra kraftproduksjon, som avsluttes med anleggets avviklingskostnader.

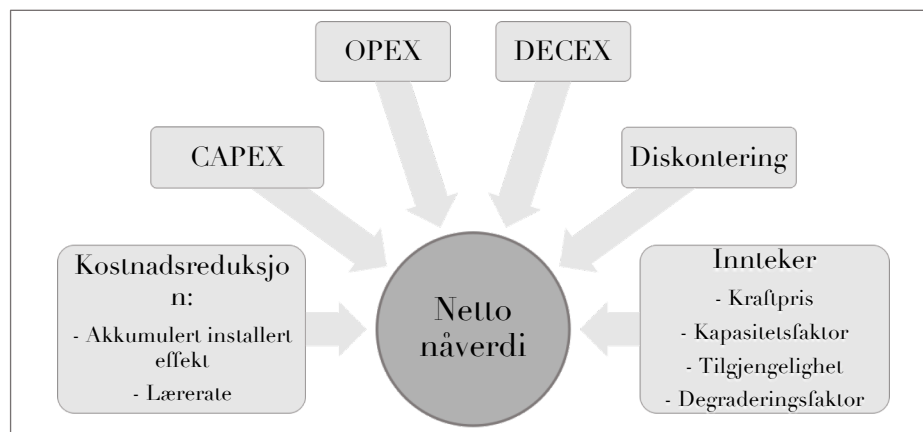
Som *beslutningsregel* beregnes netto nåverdi (NNV) etter formel (3.2) (Böhren & Gjærum, 2020, kap. 3.2 og 3.3; DFØ, 2018):

$$\text{NNV} = \sum_{t=1}^n \frac{K_t}{(1+r)^t} \geq 0 \quad (3.2)$$

Der $\text{NNV} = \text{Netto nåverdi}$ [NOK], $K_t = \text{Prosjektets kontantstrøm på tidspunkt } t$ [NOK], $r = \text{Diskonteringsrente}$ [%], $t = \text{Tidspunkt / år kontantstrøm oppstår}$ [år] og $n = \text{Levetid}$ [år]

Beslutningsreglene for nåverdi i gjensidige utelukkende *levetidalternativ* 1-5 vil akseptere prosjektet med størst positiv nåverdi, mens prosjekter med negativ nåverdi forkastes (Böhren & Gjærum, 2020, s.175 & 195).

Figurene 3 illustrerer inngående data for nåverdi.



Figur 3 Inngående data nåverdi

Inntekter og kraftpris inngår i nåverdiberegningen. Inntekter er verdien av kraftproduksjonen, beregnet av kraftprisen, anleggets kapasitetsfaktor og tilgjengelighet, fratrasket effekttap gjennom degradering, som er den årlige reduksjon i kapasitetsfaktoren i formelens siste ledd (3.3)

$$IN_t = (KR_t * KA_t * TI_t * 8760 \text{ t/år}) * (1 - (KA_t * DE_t)) \quad (3.3)$$

Der $IN_t = \text{Inntekter per MW i år } t$ [NOK/MW*år], $KR_t = \text{Kraftpris i år } t$ [NOK/MWh], $KA_t = \text{Kapasitetsfaktor i år } t$ [%], $TI_t = \text{Tilgjengelighet i år } t$ [%], $8760 \text{ t/år} = \text{Antall timer i året}$ [t/år] og $DE_t = \text{Degraderingsfaktor i år } t$ [%]

Kraftpris er prisen for elektrisk kraft omsatt på kraftmarkedet. I utgangspunktet styres denne av tilbud og etterspørsel, hvor prising er sammensatt og påvirkes av mange faktorer, både kortsiktig og langsiktig.

Statnetts *Langsiktige markedsanalyser* og NVEs *Langsiktige kraftmarkedsanalyse* legges til grunn for prognoser på fremtidige kraftpriser (NVE, 2020, s. 2; Statnett, 2020, s. 57; Statnett, 2021, s. 20). Røde tall var ikke oppgitt og er fylt med egne verdier, hvor 2020 og 2022 er satt likt. Statnett har ikke verdier for 2040 i oppdatering 2021, hvor to måter undersøkes for Statnetts kraftpris i 2040:

- NVE øker kraftpris fra 39 øre/kWh til 2030 til 41 øre/kWh i 2040, tilsvarende 2 øre/kWh økningen. Økningen overføres til Statnett. Statnetts kraftpris 40 €/MWh i 2030 økes med 2 €/MWh til 42 €/MWh
- Statnett utgav i 2020 *Langsiktige markedsanalyser*, som ble oppdatert våren 2021. Det er en påfallende høy økning i kraftpris 2020 til 2021, fra rundt 28 €/MWh til 40 €/MWh. For 2025 er estimatene fra 2021 forstått høyere enn 2020, men forskjellen reduseres, en trend som fortsetter i 2030. Ved sammenligning av begge rapportenes trender, fortsetter utviklingen slik at en økning på 2-3 €/MWh i 2040, tilsvarende NVEs økning, kan virke troverdig.

Resultatene fremkommer i tabell 7.

<i>Tabell 7 Kraftpris NVE og Statnett</i>					
År	2020	2022	2025	2030	2040
Lav kraftpris: NVE [øre/kWh]	38	38	42	39	41
Høy kraftpris: Statnett [€/MWh]	40	40	39	40	42

Manglende verdier mellom årene er interpolert. NVE forventer at kraftprisen øker frem til 2040, for så å falle som følge av stor andel fornybar energi og lagringskapasitet (NVE, 2020, side vi). Etter 2040 frem til 2060 er det lagt inn årlig reduksjon på 0,2%. Reduksjonen tilsvarer omtrent økningen som var fra 2020 til 2040 og er en skjønnsmessig vurdering, uten referanse. All kraftproduksjon er oppgitt per MWh og kraftprisen blir oppgitt i NOK₂₀₂₀/MWh.

For de ulike scenarioene legges følgende til grunn:

- Basis kraftpris: Gjennomsnittverdien av NVEs lave kraftpris og Statnetts høye kraftpris.
- Lav kraftpris: NVEs prognose, med 0,02% årlig reduksjon etter 2040.
- Høy kraftpris: Statnetts prognose, med 0,02% årlig reduksjon etter 2040.

Kraftpris inngår kun i nåverdi.

LCOE: ENERGIKOSTNADEN

Levelized cost of energy (LCOE) er energikostnaden over prosjektets levetid og beskriver investeringsens kostnadseffektivitet. LCOE beregner verdien av anleggets diskonterte kostnader i forhold til den diskonterte kraftproduksjonen. Metoden anvendes ofte for sammenligning av produksjonskostnader på tvers av kraftproduserende teknologier og prosjekter, hvor målet er lavest mulig investeringskostnad for produsert kraft. Metoden kan også avdekke subsidieringsbehov for ny teknologi der kostnaden overstiger markedets kraftpris.

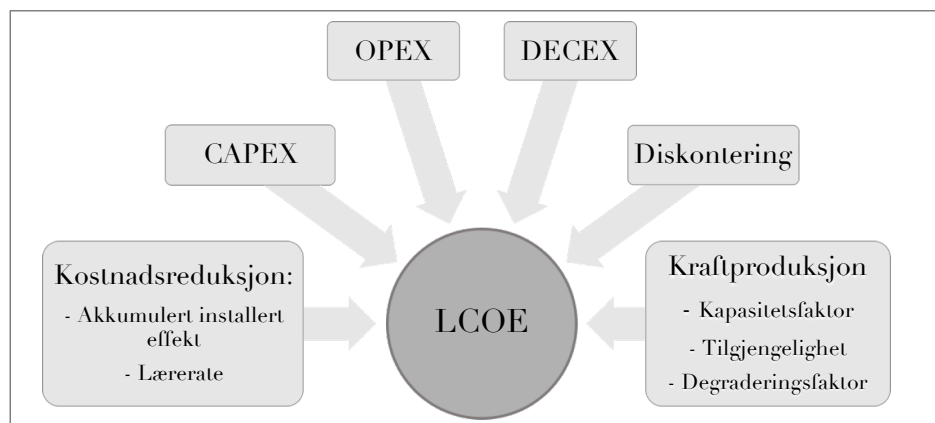
Som *beslutningsregel* beregnes LCOE etter formel (3.4) (Sidelnikova et al., 2015, s. 25):

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + D_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3.4)$$

Der LCOE = energikostnaden over prosjektets levetid [NOK/MWh], I_t = Investerings- og utviklingskostnader CAPEX [NOK], M_t = Drifts- og vedlikeholdskostnader OPEX [NOK], D_t = Avviklingskostnader DECEX [NOK], E_t = Energi produsert [MWh], r = Diskonteringsrente [%], t = Tidspunkt / år kontantstrøm oppstår [år] og n = Levetid [år]

Beslutningsreglene for LCOE i gjensidige utelukkende *levetidalternativ* 1-5 vil akseptere prosjektet med lavest energikostnad, mens prosjekter med energikostnad over markedets kraftpris forkastes (markedets basis kraftpris i 2029 er beregnet rundt 412 NOK/MWh (NVE, 2020; Statnett, 2021)) (Bøhren & Gjørsum, 2020, s.175 & 195).

Figurene 4 illustrerer inngående data i modellen, der forskjellen er at inntekter i nåverdi utgår for LCOE og erstattes med kraftproduksjon.



Figur 4 Inputdata LCOE

3.4 BESLUTNINGSSITUASJONER OG BESLUTNINGSREGLER

FORSKNINGSSPØRSMÅL 1

For å besvare *forskningsspørsmål 1* tar oppgaven som utgangspunkt:

Beslutningssituasjon retrofit:

Det skal velges en havvindinstallasjon blant gjensidig utelukkende installasjoner og beslutningen er endelig. Strategien inkluderer kun ett anlegg, som driftes hele levetiden, enten normalt eller med levetidforlengelse (*retrofit*). Beslutningen sammenligner levetidsalternativ 1, 2 og 4 med hhv. 20 år, 30 år og 40 år.

Beslutningsregel retrofit:

Beslutningsreglene for nåverdi og LCOE brukes for å undersøke og besvare beslutningssituasjonen, slik beskrevet i 3.3.1 *Nåverdi* og 3.3.2 *LCOE: energikostnaden*. Levetidalternativet som generer høyest nåverdi og lavest LCOE aksepteres.

FORSKNINGSSPØRSMÅL 2

For å besvare *forskningsspørsmål 2* tar oppgaven som utgangspunkt:

Beslutningssituasjon repower:

Det skal velges en havvindinstallasjon blant gjensidig utelukkende installasjoner og beslutningen er endelig. Strategien forutsetter at anlegget skiftes ut (*repower*) halvveis i vindparkens totale levetid, slik at parken har totalt to anlegg. Beslutningen blir om det velges to anlegg over levetidsalternativ 3 på 30 år eller to anlegg over levetidsalternativ 5 på 40 år.

Beslutningsregel repower:

Beslutningsregler og formler for *forskningsspørsmål 1* og *forskningsspørsmål 2* er like. Beslutningsreglene for nåverdi og LCOE brukes for å undersøke og besvare beslutningssituasjonen, slik beskrevet i 3.3.1 *Nåverdi* og 3.3.2 *LCOE: energikostnaden*. Levetidalternativet som generer høyest nåverdi og lavest LCOE aksepteres.

FORSKNINGSSPØRSMÅL 3

For å besvare *forskningsspørsmål 3* tar oppgaven som utgangspunkt:

Beslutningssituasjon retrofit versus repower:

Det skal velges en havvindinstallasjon blant gjensidig utelukkende installasjoner og beslutningen er endelig. Beslutning tilsier det anlegget som generer størst lønnsomhet av alle levetider og eventuelle tiltak for lengre levetid.

Beslutningsregel retrofit versus repower:

For beslutningssituasjon sammenlignes resultater fra beslutningsregler i *forskningsspørsmål 1* og *2*. Levetidalternativet som generer høyest nåverdi og lavest LCOE aksepteres.

FORSKNINGSSPØRSMÅL 4

For å undersøke *forskningsspørsmål 4* tar oppgaven som utgangspunkt:

Investeringsalternativet baseres på et statisk basisscenario. For å vurdere konsekvensene av ulike prognoser og teorier testes basisscenarioet med enkeltvis endring av variablene med høye og lave verdier. Dette vil avdekke usikkerheten i variabler og utslaget for lønnsomhet.

3.5 FORUTSETNINGER

KAPITALKOSTNAD: DISKONTERINGSRENTE

Diskonteringsrente uttrykker renteeffekten på kontantstrømmen for omregning av fremtidige beløp til nåverdi. Renten består av en risikofri tids- og inflasjonskostnad med en risikokostnad. Konsekvensene av diskonteringsrenten på prosjektets lønnsomhet er som følgende:

1. Desto høyere diskonteringsrenten er, desto mindre blir nåverdien av fremtidige kontantstrømmer.
2. Desto lenger frem i tid kontantstrømmen plasseres, desto mindre blir nåverdien av fremtidige kontantstrømmer.

Basisscenarioenes diskonteringsrente settes til 4,0%, basert på Direktoratet for økonomistyring (DFØ, 2018) sin risikojusterte kalkulasjonsrente for 0-40 år. Rente følsomhetsberegning baseres på Finansdepartementets risikofri rente 2,5% (Regjeringen, 2012; Regjeringen, 2018), slik at de økonomiske konsekvensene kan vurderes uten risikofaktor.

Kontantstrømmen er beregnet med diskonteringsfaktor, en benevningsløs funksjon av tid og rente, gitt formel (3.5) (Böhren & Gjørsum, 2020, s. 120):

$$R_{r,t}^{-} = \frac{1}{(1+r)^t} \quad (3.5)$$

Der: $R_{r,t}^{-}$ = Diskonteringsfaktor [-], r = Diskonteringsrente [%] og t = Tidspunkt / år kontantstrøm oppstår [år]

Diskonteringsfaktoren kalles alternativt invers annuitetsfaktor, hvor annuitet er like kontantstrømselementer fra ulike tidspunkter som regnes til nåverdi. Oppgavens kontantstrøm varierer over levetiden, slik at annuitet, som beregnes av like kontantstrømmer, ikke er egnet. Nåverdiens beregning baseres på samme prinsipp som netto nåverdi, gitt resultatet av investeringen per år i levetiden, hvor den årlige kontantstrømmen multipliseres med innestående diskonteringsfaktor.

De summerte, diskonterte kontantstrømmene gir nåverdi og LCOE i 3.3.1 *Nåverdi* og 3.3.2 *LCOE: energikostnaden*.

Diskontering kan gi et forvrengt bilde. Loewen (2019) viser hvordan LCOE favoriserer lave investeringskostnader, slik at fossil kraftproduksjon med lave investeringskostnader og høye driftskostnader gir bedre diskonterte resultat enn fornybar, med høy investeringskostnad og lave driftskostnader. Desto høyere diskonteringsrente og lengere analyseperiode, desto mer «forvrenges sammenligningsgrunnlaget».

INFLASJON OG VALUTA

Kontantstrømselementer er oppgitt i ulike valutaer i ulike tider. Alle inntekter og kostnader er valutaomregnet og inflasjonsjustert til NOK₂₀₂₀. Valuta er beregnet etter DNBs «Gjennomsnittskurser mot NOK», hvor det er brukt årsgjennomsnitt av inngående valuta mot årsgjennomsnitt av NOK₂₀₂₀ (DNB, 2022). Inflasjon er beregnet etter Statistisk Sentralbyrås «Priskalkulator», hvor det er brukt gjennomsnitt inflasjon for inngående år mot gjennomsnitt inflasjon 2020 (SSB, 2022). Om ikke annet er oppgitt legges det til grunn at tallene gjelder samme år som de publiseres.

Potensielle valuta- og inflasjonseffekter som følge av inflasjon og valutasvingninger kan ha konsekvenser for lønnsomheten. Dette er ikke vurdert i oppgaven.

3.6 KOSTNADSREDUKSJON

Akkumulert installert effekt og lærerate oppgis i både enkelttall og intervaller, samtidig som de opererer med ulike utviklinger og referanser.

AKKUMULERT INSTALLERT EFFEKT

Akkumulert installert effekt er den samlede mengden havvind som er installert. Sammen med lærerate legges dette til grunn i beregning av kostnadsreduksjonen.

Akkumulert installasjon er basert på vekstkurven for flytende havvind gitt av DNVs *Energy Transition Outlook 2021. A global and regional forecast to 2050*, som forventer at det er installert 0,1 GW flytende havvind i 2020, 11 GW i 2030, 105 i 2040 og 264 GW (DNV, 2021a, s. 65). Kurvene for lav, basis og høy installert effekt baseres overførbart på DNVs vekstkurven, slik at man får representative og sammenlignbare verdier i år 2020, 2030, 2040 og 2050. Akkumulerte effekter for levetidsalternativenes ulike år beregnes etter formel (3.6). GWECs har estimert 6,3 GW i 2030 (Lee et al, 2021), mens Equinor antar tallet kan ligge opp mot 13 GW (The Crown Estate Scotland & Catapult, 2018).

$$I = X * \frac{Y}{Z} \quad (3.6)$$

Der I = Installert effekt i år 2020, 2030, 2040 eller 2050 [GW], X = Akkumulert installert effekt i DNV scenario tilsvarende år 2020, 2030, 2040 eller 2050 [GW], Y = Lav, basis eller høyt scenarioets totale akkumulert installert effekt [GW] og Z = Maksimal akkumulert installert effekt i DNV scenario, 264 GW [GW]

Fra Excel utarbeides kostnadskurver, gitt som trendlinjer. Fra formel beregnes levetidsalternativenes årlig akkumulerte installert effekt, som brukes med lærerate for å få CAPEX og OPEX i det aktuelle året.

Wind Europe estimerer 100-150 GW flytende havvind i 2050 (Freeman et al, 2019), mens IRENA antar at 5-15% av installert havvind på 1000 GW vil være flytende (IRENA, 2019; IRENA, 2021a). Dette utgjør 50-150 GW. The Crown Estate & Catapult (2018) har lagt til grunn 100 GW i 2050. De høyeste estimatene er gitt av DNVs (2021a) som legger 264 GW til grunn i 2050.

LÆREKURVER OG LÆRERATE

Lærekurven bygger på empiri og forventninger, og viser kostnadsreduksjonen som følge av læring og erfaring. Læreraten hentes fra lærekurven og forteller hvor mye en kostnad reduseres ved doubling av kapasitet, som ifølge Gallagher (2012) og Grubler (1999) spenner fra 10 til 30% for energiteknologier, hvor IEA (Wiser et al., 2016, s. 34) mener den vil ligge mellom 14-18% helt frem til 2050. Samtidig mener ledende eksperter på lærekurver at det ikke er mulig å hente ut troverdige generelle lærerater for å ekstrapolere fremtidige havvindkostnader. Detaljerte lærekurver kan gi et mer korrekt bilde,

samtidig som de må undersøkes og bekreftes over tid (Junginger & Louwen, 2019). Flere lærekurver og -rater legges til grunn i oppgaven, men underlaget er ikke kjent.

Kostnadsreduksjonen beregnes med lærerate LR og læreparameteret E. Fremgangsmåten for beregning av kostnadsreduksjon utføres i to trinn:

1. Læreparameter E beregnes fra $PR = 2^E$ (3.7).

$$PR = 2^E \Leftrightarrow E = \frac{\log PR}{\log 2} \quad (3.7)$$

Der PR = progresjonsraten = $1 + LR$ [%], LR = læreraten [%] og E = læreparameter [-]

2. Kostnadene CAPEX og OPEX ved et gitt tidspunkt ved en gitt akkumulert installert effekt er avhengig av kostnaden ved starttidspunktet, total installert kapasitet og læreparameter E og beregnes ved formel (3.8)

$$C(x) = C_0(x)^{-E} \quad (3.8)$$

Der $C(x)$ = Den marginale kostnaden i år x [NOK], C_0 = Kostnad i starttidspunktet [NOK], X = Akkumulert installert effekt [MW] og E = Læreparameter (beregnet fra trinn 1) [-]

Basis lærerate baserer seg på verdier mellom 13 % til 16 % med kilder gitt i tabell 8 og settes til 15%

Tabell 8 Basis lærerate	
Lærerate	Kilde
Historisk lærerate 16% .	(DNV, 2021a)
Crown Estate, Catapult og Multiconsult legger til grunn 13%.	(Dale et al., 2019)
DNV estimerer 16%.	(DNV, 2021b; DNV GL, 2020b)
Ekspertutvalg mener læreraten for landbasert vindkraft ligger i område 14-18%. Bruker nedre verdi.	(Wiser et al., 2016, side 34)
Carbon Trust estimerer 13%.	(Delay & Jennings, 2008)
US DOE antar en rate på 14%.	(Musial et al., 2021)

3.7 KOSTNADER

Kostnadsreduksjon er sentralt for lønnsomheten og konkurranseegenskaper på energimarkedet. Samtidig byr beregning av kostnader på utfordringer, der estimerer for flytende havvind varierer i sammensetning og kompleksitet, med uklart fremtidsbilde. Dette forsterkes av kostnader som er vanskelig å bekrefte på grunn av bedriftshemmeligheter og manglende åpenhet, kombinert med regionale variasjoner (selv mellom naboland) (Lantz et al., 2016; Musial et al., 2021). Utgiftene som undersøkes:

- Kapitalutgifter, gitt som CAPEX (capital expenditure).
- Drifts- og vedlikeholdskostnader, gitt om OPEX (operational expenditure).
- Avvikling- og fjerningskostnader, gitt som DECEX (decommissioning expenditure).

CAPEX

Kapitalutgiften CAPEX dekker alle kostnader og investeringer som ikke er drift, vedlikehold og avvikling. Dette innefatter utvikling og prosjektering, produksjon av anlegget og installering. Kostnadsfordelingen og størrelsesordenen på de ulike fasene varierer etter kilde. Felles trekk for fremtiden er forventninger til kostnadsreduksjon med effektivisert produksjon og etablert leverandørkjede (IRENA, 2016; James & Ros, 2015; Maienza et al., 2018; Stehly et al., 2020).

Kostnadene er fordelt utover fire år med fordelingsnøkkel vist i tabell 9, der første kraftproduksjon skjer i år 1, (Valpy et al., 2017).

<i>Tabell 9 CAPEX fordelingsnøkkel</i>	
År	Kostnadsfordeling total investeringskostnad
-3	6 %
-2	10 %
-1	34 %
0	50 %

Investeringskostnadene reduseres med økt akkumulert installert effekt og lærekurver. For å beregne kostnader i et fremtidig år X tas det utgangspunkt i lærekurveformel (3.8). CAPEX kombinerer formel for lærekurve og fordelingsnøkkel, gitt formel (3.9)

$$C(x) = C_0(x)^{-E} * f \quad (3.9)$$

Der f = Fordelingsnøkkel [%]

Felles for alle levetidalternativene er første investeringsår 2025, med første prosjektering, til 2028, hvor anlegget ferdigstilles og kraftproduksjon starter i 2029. For levetidalternativ 3 og 5 avvikles anleggene og bygges på nytt (*repower*). Dette gir ekstra investeringskostnader ved hhv år 2040-2044 og 2045-2048 for *repower*. Kostnadsreduksjon som følge av akkumulert installert effekt og lærerate gir lavere investeringskostnader på senere tidspunkter, som også kostnadfordeles med fordelingsnøkkelen.

Basis CAPEX tar utgangspunkt i Hywind Tampens, med total investeringskostnad 5126,8 MNOK. Data er fra *Nærings- og fiskeridepartementets* rapportering til *EFTA* (Angell-Hansen & Zatschler, 2020). Dataen er lagt til grunn fordi det er en flytende havvindinstallasjon på norsk sokkel, med konkrete tall. I sin rapport *Forstudie: leveransemodell for flytende havvind* av *SINTEF, Aker Offshore* og *Kunnskapsparken Helgeland* (SINTEF et al., 2021) er prosjektkostnadene estimert til 4800 MNOK. Tallene er nærliggende og anses derfor som troverdige. Hywind Tampen har installert effekt 88 MW, som gir en CAPEX på 58,26MNOK/MW. Rapportens kostnader fremkommer av tabell 10.

Tabell 10 CAPEX basis

Beskrivelse kostnad basis	Kostnad
Bedriftskostnader	569 MNOK
Vindturbin generator	1281,4 MNOK
Substruktur	1326,6 MNOK
Kabler	440,2 MNOK
Ankerliner og anker	367,4 MNOK
Marine operasjoner	743,5 MNOK
Topside modifikasjoner	398,7 MNOK
Total investeringer	5126,8 MNOK

OPEX

Tekniske anlegg må driftes og vedlikeholdes og utgjør en kostnad, gitt som OPEX. Strategi og kostnader for drifts- og vedlikehold varierer mellom prosjekt, men gjennomgår generelt forebyggende vedlikeholdsarbeid to til tre ganger i året. Etter hver som turbiner eldes, øker behovet for drifts- og vedlikeholdsarbeidet. Som følge av økt tilstandsbasert og korrigerende vedlikehold kan OPEX stige fra 10-15% til 20-35% mot slutten av livssyklusen. (Sidelnikova et al., 2015; Seyr & Muskulus, 2019; TWI, u.å.).

OPEX tar utgangspunkt i 2020-scenario og for å beregne OPEX i år X brukes lærekurvformel (3.8). Det foresettes at OPEX bruker den teknologi og de tekniske løsninger som foreligger i første kraftproduserende år likt over hele anleggets levetid, slik at OPEX er lik i alle år. For anlegg som skifter nytt anlegg (*repower*) beregnes ny OPEX som er lik i alle påfølgende år (til avvikling).

Basis OPEX tar utgangspunkt i norske forhold fra rapport *Verdiskapingspotensialet knyttet til utviklingen av en norskbasert industri innen flytende havvind* utarbeidet Menon Economics (Winje et al., 2019). Rapportens figur C viser forventet utvikling av OPEX for et standard prosjekt innen flytende havvind, hvor kostnaden for 2020 er avlest. Underlaget er rettet mot norske kostnader og er detaljert, hvor det festes høy tillit.

Tabell 11 viser avlest OPEX fra Winje (2019).

Tabell 11 Basis OPEX

År [-]	OPEX [MNOK/MW]
2020	92,5
2025	81
2030	71
2035	65
2040	61
2045	59
2050	58

DECEX

Avviklingskostnadene DECEX dekker alle kostnader forbundet med anleggets avvikling. Kostnaden oppgis vanligvis som en prosentandel av investeringskostnadene eller kostnad per installert effekt. Oppgaven har fokusert på førstnevnte med prosentandel, hvor DECEX kostnad fordeles over to år, etter at anleggets kraftproduksjon har opphørt (Myhr et al., 2014; Rinaldi et al., 2021). Kostnadsfordelingen fremkommer av tabell 12.

<i>Tabell 12 CAPEX fordelingsnøkkel</i>	
År etter endt kraftproduksjon[år]	Andel av total avviklingskostnad [%]
1	33 %
2	67 %

Fordi ingen flytende vindparker har blitt avviklet, er kostnadene basert på antakelser. Dette gjør at litteratur på avviklingskostnader kan grupperes i to: moderate avviklingskostnader rundt 3-9% av investeringskostnadene (Adedipe & Shafiee, 2021; BVG Associates, 2019; Climate Change Capital, 2010; Maslin, 2019; Pakenham et al., 2021; Shafiee et al., 2016; Statoil, 2014), mens andre estimerer avviklingskostnader opp mot 60-70 % (Chamberlain, 2016; Smith et al., 2015). Dale et al (2016, s. 43) estimerte Hywind Tampens DECEX til 880 MNOK der investeringskostnader 5 000 MNOK, hvilke gir DECEX 17,5% av CAPEX. De høye verdiene er færre og eldre, hvor Smith et al også trolig knyttes opp mot bunnfast. Det er flere kilder med lave estimater, som også er av nyere dato. Lavere verdier er derfor mer troverdig og legges til grunn.

DECEX settes skjønnsmessig, innenfor de moderate estimatene på 3-9%, med 3% for lav, 6% for basis og 9% for høy.

3.8 KRAFTPRODUKSJON

KAPASITETSAKTOR

Kapasitetsfaktor er et uttrykk for vindkraftens brukstid, der større kapasitetsfaktor tilsier større lønnsomhet. Den forteller hvor mye elektrisk kraft som produseres innenfor en tidsperiode i forhold til maksimal potensiell energiproduksjon. NVE (u.å.) oppgir norsk vindkrafts kapasitetsfaktor til 32,9%, som betyr at en 1 MW vindturbin i snitt produserer med 0,329 MW i året, som tilsvarer 2882 MWh/året (0,329MW*8769h). IRENA (2021b) forventer kapasitetsfaktor rundt 36-58% i 2030 og opp mot 43-60% i 2050, mens Hywind Scotland allerede har ligget opp mot 54% i sine to første år (Equinor, 2021).

Kapasitetsfaktor og fullasttimer/brukstid kan brukes om hverandre, og beskriver «kraftproduksjonen» på ulikt vis.

Basis kapasitetsfaktor baseres på gjennomsnittverdier på historiske og antatt utvikling fra IRENA, IEA og BVG Associates (IEA, 2019; IRENA, 2016; Taylor et al., 2021; Valpy et al., 2017), slik de fremkommer av tabell 13. Tallene kan inkludere landbaser og havvind kapasitetsfaktor, hvor utviklingen da brukes overførbart for å se utvikling.

<i>Tabell 13 Basis kapasitetsfaktor</i>						
År	2010	2015	2017	2018	2020	2025
IRENA (IRENA, 2016)					44 %	
BVG Ass. (Taylor et al., 2021)			48 %			52 %
IEA (IEA, 2019)	38 %			43 %		50 %
IRENA (Taylor et al., 2021)		46 %				

Data settes i Excel for kurver på installert effekt, gitt som trendlinjer for forventet fremtidig utvikling. Resultatene kontrolleres mot Betz lov, som avgrenser utnyttelse av vind.

Betz lov tilsier at vindturbiner teoretisk kan utvinne maksimalt $16/27$ eller 59,25% av tilgjengelige vindressurser, mens den praktiske grensen ligger rundt 75% (Manwell et al., 2010; Ranjbar et al., 2019). Kapasitetsfaktorens «teoretisk grense» settes ved 59%, mens «praktisk maksimal grense» settes ved 75%.

TILGJENGELIGHET

Vindturbiner er tidvis utilgjengelig for service og vedlikehold, samt driftsstans som følge av tekniske feil. Tilgjengelighet beskriver anleggets tekniske driftsstabilitet og årsandelen turbinen er tilgjengelig for kraftproduksjon, uavhengig av vindforhold (selv om vinden er for svak for kraftproduksjon er turbinen tilgjengelig og inngår i tilgjengelighetsgraden). For vindkraft ligger denne rundt 95% til 97,5%, som betyr at turbinen er tilgjengelig for kraftproduksjon i 95% til 97,5% av tiden. Høy tilgjengelighet tilsier høy kraftproduksjon og økt lønnsomhet, og påvirkes av vedlikeholds- og forebyggingsstrategi.

Beliggenhet, vær og andre lokale forhold kan negativt påvirke havvindens tilgjengelighet, men det er ikke kvantifisert og det er valgt å bruke 95-97,5% (BVG Associates, 2012; CANMET, 2004; Cevasco et al., 2021; Skeie et al., 2012). Tilgjengeligheten kan variere i løpet av anleggets levetid, men for lav, basis og høy forutsettes lik tilgjengelighet. Basis tilgjengelighet settes til 97%, mens lav 96% og høy 97,5%.

DEGRADERING, EFFEKTTAP OG PRODUKSJONSREDUKSJON

Vindturbiner er store turbomaskiner på tårn. Disse utsettes for natur og krefter, med mange bevegelige deler. Over tid og med bruk degraderes egenskapene, som reduserer produksjonsegenskapene. Tapet deles inn i ikke-reversibelt tap og reversibelt tap. For optimal lønnsomhet i driftsøyeblikket og gjennom prosjektets levetid forebygges og reverseres reversibelt tap med riktig vedlikeholds- og forebyggingsarbeid, mens ikke-reversibelt tap medfører et vedvarende og økende tap. Gassturbiner har et forventet årlig effekttap rundt 0,75- 2,25%, som kan reduseres til 0,3- 0,6% ved drift og vedlikehold (Staffell & Green, 2014), mens et studie utført av GE (Brooks, 2000) på gassturbiner viste et tap på 2% til 6% etter 24.000 timers bruk, som kunne reduseres til mellom 1 og

1,5% ved utskiftning av degraderte deler. Dette kan anvendes overførbart eller indikativ for vindturbiner.

Litteraturen gjengir forfallet og tapet i to dimensjoner:

1. Tap som en prosentandel av anleggets kapasitet. Eksempel: anlegget har kapasitetsfaktor på 40%, som reduseres med 5% til 38% ($40 \cdot 5/100 = 38$). Metodens styrke er raskere overførbarhet og er sammenlignbar mot andre beregninger.
2. Tap som en prosentandel av kapasitetsfaktorprosenten. Eksempel: anlegget har kapasitetsfaktor på 40%, som reduseres 5 kapasitetsfaktorprosent til 35% ($40 - 5 = 35$). Metodens svakhet er i tilknytning til undersøkt teknologi og krever omregning for sammenligning.

Begge kan omregnes, hvor prosentandel av anleggets kapasitet legges til grunn for beregninger

Kilder og degraderingsverdier fremkommer av tabell 14. For like verdier omregnes alle verdier til hele anlegget kapasitet, gitt formel (3.10)

$$D = \frac{KF}{100\%} * KFP \quad (3.10)$$

Der D = årlig degradering [%], KF = anleggets kapasitetsfaktor [%] og KFP = den årlige kapasitetsfaktorprosent [%].

Tabell 14 Kilder degraderingsfaktor og verdier

Kilder	Degradering: litteratur
(Hughes, 2012)	Undersøker land- og havvind i ulike land. Den finner: - Vindkraft hav Danmark: kapasitetsfaktorprosenten reduseres med 26% etter fem år og 61% etter ti år. Dette gir årlig reduksjon på 5,2% i år 1-5 og 7,2% i år 6-10. - Vindkraft land Danmark: kapasitetsfaktorprosenten reduseres med 18% på 15 år. Dette gir 1,2% årlig reduksjon - Vindkraft land UK: kapasitetsfaktorprosenten reduseres med 38% frem til 10 år og 55% frem til 15 år. Dette gir årlig reduksjon 3,8% frem til år 10 og 3,4% i år 11-15.
(Staffell & Green, 2014)	Årlig degradering på $-1,6 \pm 0,2\%$
(Byrne et al., 2020)	Kapasitetsfaktoren reduseres årlig med 1,57%. Dette gir 12% tap over 20 år. Forventet generelle degraderingen for vindturbin er 5% ved 13 år.
(Astolfi et al., 2020)	Etter 10 år er 8% av kraftproduksjonen borte.
(Olauson et al., 2017)	Mister årlig 0,15 kapasitetsfaktorprosent (28,5% til 21%), som tilsier 6% over levetiden 20 år.
(Wilkinson, 2014)	Typisk årlig energitap på 0,2% de første fem årene.
(Rupert et al, 2017)	Den årlige degraderingen varierer mellom 0 og 2%

Degraderingsfaktor settes skjønnsmessig med lav 0,6%, basis 0,9% og høy 1,6%.

3.9 FØLSOMHET

Følsomhetsanalyse i økonomiske analyser undersøker usikkerheten. Den endrer basisforutsetningens inputsvariabler for å undersøke i hvilke grad resultatet endres (Bøhren & Gjærum, 2020). En ofte brukt metode er å endre variablene prosentvis. Styrken er at den avdekker variablenes sensitivitet for like endringer, men sier ikke noe om sannsynlig variasjon eller utfallsrom.

Min undersøkelse baseres på litteraturens ytre verdier. Her gis følsomhetsanalysen de lave og høye verdier, for å undersøke utfallsrommet. Fordi undersøkelsen tar utgangspunkt i et basisscenario, påvirker lave og høye verdier både positivt og negativt. Resultatet av variablenes følsomhet vurderes mot resultat av prosjektets nåverdi. Enkelte av variablene blir statiske og låses til anleggenes hele levetid, som OPEX, mens andre endres «med utvikling», slik degraderingsfaktoren øker effekttapet med 0,9% hvert år.

Følsomhetsanalysen utføres partiell. Dette betyr at kun endrer en variabel om gangen, mens det i virkeligheten kan være samtidighet og samvarians mellom to eller flere variabler (Bøhren & Gjærum, 2020).

4 RESULTATER OG VALG AV DATA

Dette kapittelet starter med presentere resultatene for nåverdi og LCOE, før det gis en gjennomgang av forskningsspørsmålets delspørsmål. Avslutningsvis vises resultatene av de tre følsomhetsanalysene som ga størst utslag, CAPEX, lærerate og kapasitetsfaktor.

Resultatene av underlagene til nåverdi og LCOE ligger i vedlegg 4.1 *Basisscenarioenes kostnadsreduksjon, kostnader og inntekter*, mens utfyllende og detaljerte resultater for delspørsmålene ligger i vedlegg 4.3 *Nåverdi og LCOE* og følsomhetsanalysen for resterende variabler ligger i Vedlegg 4.4 *Følsomhetsanalyser*.

Nåverdi og LCOE trender i hovedsak likt. I hovedsak fremlegges kun resultater for nåverdi og forklares.

4.1 RESULTAT NÅVERDI

Resultatene i tabell 15 viser at alle alternativene har negativ nåverdi. Ingen av prosjektene tilfredsstiller krav om nåverdi større enn null og samtlige nåverdier tilsier at alle prosjekt forkastes.

For å besvare forskningsspørsmålet om hvordan lønnsomheten påvirkes av lengre levetid og økt kraftproduksjon undersøkes nåverdienes utvikling.

<i>Tabell 15 Nåverdi</i>	
Levetid og antall anlegg	Nåverdi [NOK/MW]
Nåverdi, 20 år: ett anlegg	-kr 19 988 070
Nåverdi, 30 år: ett anlegg	-kr 17 073 564
Nåverdi, 30 år: to anlegg	-kr 23 168 082
Nåverdi, 40 år: ett anlegg	-kr 15 283 213
Nåverdi, 40 år: to anlegg	-kr 18 692 429

Lønnsomhet forbedres av lengre levetid, hvor endring av prosjektenes levetid har ulike utfall:

- For prosjekter med ett anlegg reduseres nåverdien fra 20 MNOK/MW for 20 år, til -17 MNOK/MW for 30 år og laveste på 40 år med -15 MNOK/MW.
- For prosjekt med to anlegg reduseres nåverdien fra -23 MNOK/MW ved 30 år til -18,5 MNOK/MW etter 40 år.

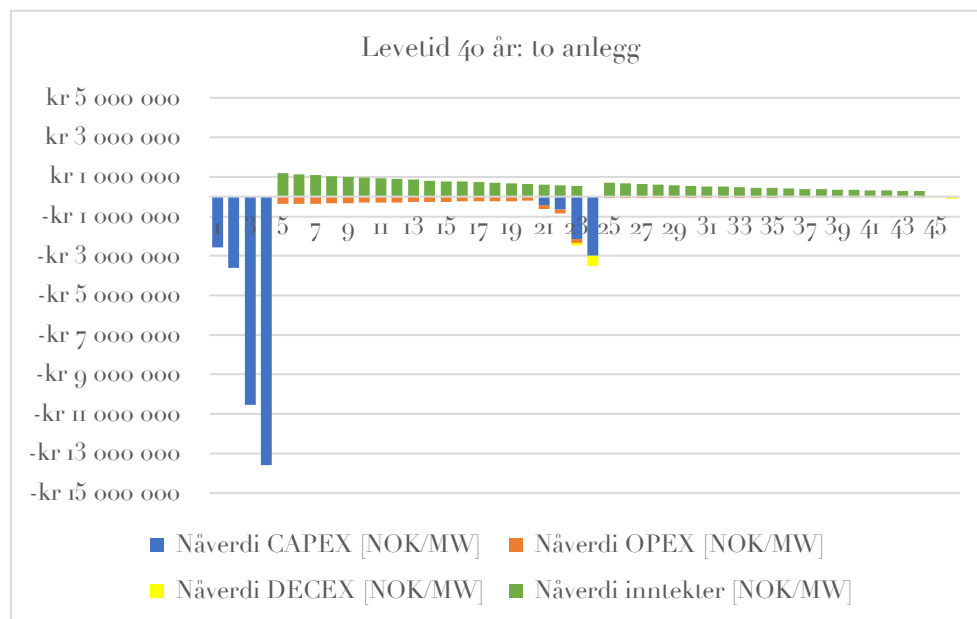
Oppgaven undersøker også om det vil være lønnsomt å utnytte den foreliggende kostnadsreduksjonen. Ved å avvike og bygge nytt (repower) vil anlegget få nye og bedre løsninger og teknologier, med lavere investeringskostnader, lavere drifts- og vedlikeholdskostnader og økt kapasitetsfaktor, mens den tapte effekten som følge av degradering «nullstilles» med nytt anlegg. Ved å beholde levetid og sammenligne ett anlegg versus to anlegg, resulterer 30 års drift med et anlegg i

nåverdi -17 MNOK/MW, som øker til -23 MNOK/MW for to anlegg. For 40 år øker nåverdien fra -15 MNOK/MW, som øker til 18,5 MNOK/MW for to anlegg.

Fra dette konkluderes to ting:

- Lengre levetid forbedrer lønnsomheten.
- Ett anlegg har bedre lønnsomhet enn to anlegg.

Figur 5 viser hvordan kontantstrømselementene fordeles utover 40 år med to anlegg (*repower*), med store investeringer de første fire årene og faste, mindre inntekter fordelt over en lengre periode. Inntektene reduseres med tid og har sammenheng med diskonteringsfaktor og redusert kraftproduksjon. Figuren viser også konsekvensen av kostnadsreduksjon, der investeringskostnadene som oppstår ved repower rundt år 20-24 er adskillig lavere enn initierende investeringer i år 1-4. Av inntektssiden er det en økning i inntekter fra år 22 til år 25 som følge av bedre kraftproduksjon, med «nullstilt» effekttap.

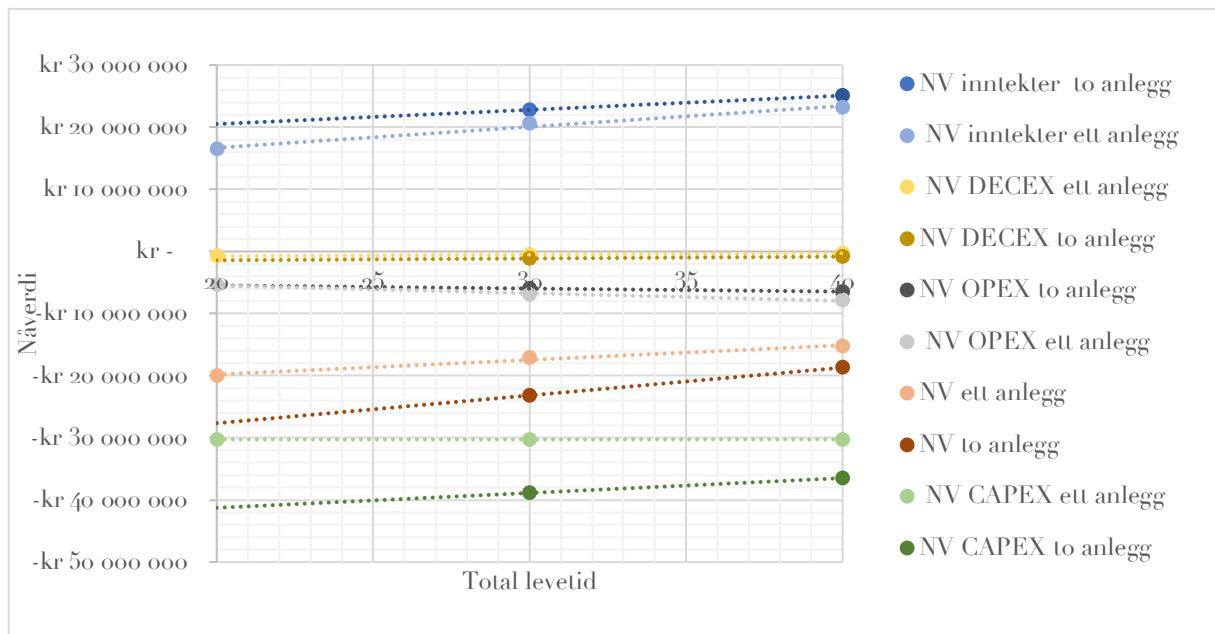


Figur 5 Kontantstrøm for levetid 40 år og to anlegg

KONTANTSTRØMSELEMENTENES NÅVERDI

Kontantstrømselementene har ulike egenskaper og konsekvenser. For å undersøke de økonomiske konsekvensene og trendene er variablene skilt ut og behandlet enkeltvis. Det er valgt å fokusere på nåverdien av inntektene, CAPEX, OPEX og DECEX. Disse er oppstilt i figur 6, hvor verdiene oppgis for både prosjekt med ett anlegg og to anlegg. Dette tillater sammenligning av både levetid og utskiftning. Ettersom nåverdi og LCOE trender generelt likt er det valgt å kun fremstille nåverdi.

For lettere sammenligning i figuren, er like farger like elementer, det vil si at nåverdi inntekter er blå, mens nåverdi CAPEX er grønn, osv. Prosjekter med to anlegg har mørkest farge, mens ett anlegg har lyseste farge, som tilsier nåverdi inntekter med to anlegg har mørk blå, mens ett anlegg er lys blå. Oppgaven oppsummerer først inntektene og deretter kostnadene, med elementene i fallende rekkefølge som følge av deres økonomiske konsekvens. Prosjektets nåverdi kommenteres sist.



Figur 6 Nåverdi av kontantstrømselementer

Inntekter er eneste positive kontantstrøm og figur viser tre ting:

- Inntektene øker med tid.
- Inntektene av ett anlegg øker raskere enn inntektene av to anlegg.
- To anlegg gir mest inntekt mellom 20 og 40 år.
- Med lengre total levetid enn 40 år vil inntektene av ett anlegg overstige inntektene av to anlegg. Det fremkommer ikke når dette vil skje.

CAPEX er den største negative kostnaden og figur viser to ting:

- Prosjekter med ett anlegg gir lik CAPEX. Levetid 20, 30 og 40 år har lik CAPEX.
- For prosjekter med to anlegg stiger CAPEX med levetiden. Fordi prosjektet har samme initierende investering som prosjekter med ett anlegg, vil potensiell kostnadsreduksjonen kun gjelde repower anlegget. CAPEX ved to anlegg kan ikke bli mindre enn CAPEX ved ett anlegg.

OPEX er eneste kostnad som øker med levetiden. Dette fordi driftsperioden forlenges, som tilsier økt drift og kostnader. Figuren viser to ting:

- OPEX er lavere ved to anlegg enn ett anlegg. Dette kommer som følge av repower, hvor nytt anlegg får redusert drifts- og vedlikeholdskostnadene for resten av prosjektets levetid. For å illustrere: I basisscenario 30 år med ett anlegg er OPEX satt til 0,56 MNOK/MW*år i 30 år, mens repower med to anlegg gir 0,56 MNOK/MW*år i år 1 til 15, men bare 0,31 MNOK/MW*år i år 16-30, som resulterer i lavere OPEX.
- OPEX reduseres hver gang anlegget skiftes ut med ny teknologi med lavere drifts- og vedlikeholdskostnader.

DECEX er den minste posten, hvor figuren viser følgende tre ting:

- DECEX utgjør en marginal andel av kostnadene.
- DECEX for to anlegg er marginalt mer enn for ett anlegg.
- DECEX for to anlegg vil nærme seg ett anlegg. Ettersom DECEX avgjøres av CAPEX, vil redusert CAPEX redusere DECEX når første anlegg skiftes ut og erstattes.

Nåverdiene er de summerte kostnadselementene og figuren viser følgende:

- Alle prosjektene har negativ nåverdi
 - Nåverdien bedres med lengre levetid.
 - Et anlegg har bedre nåverdi enn to anlegg mellom 20 og 40 år.
 - Nåverdien til to anlegg øker raskere enn et anlegg.
 - Med lengre total levetid enn 40 år vil nåverdien av to anlegg overstige nåverdien av ett anlegg.
- Det fremkommer ikke når dette vil skje.

4.2 RESULTAT LCOE

Resultatene i tabell 16 viser at alle alternativene har en høy LCOE, godt over estimert kraftpris 412 NOK/MWh i 2029. I praksis betaler strømprodusenten for å produsere elektrisk kraft og fra et lønnsomhetsperspektiv skal alle prosjektene forkastes. Kraftproduksjonen øker med lengre levetid og den øker mest med to anlegg. Dette knyttes til «nullstilling» av effekttap som følge av degenerering.

LCOE trender likt nåverdien, hvor energikostnaden for både et og to anlegg reduseres med levetiden, mens et anlegg er mer kostnadseffektivt enn to anlegg. Dermed konkluderes LCOE likt nåverdien:

- Lengre levetid forbedrer lønnsomheten.
- Ett anlegg har bedre lønnsomhet enn to anlegg.

Det fremkommer at kraftproduksjonen øker med levetid og at repower til nytt anlegg gir størst kraftproduksjon. Til tross for økt kraftproduksjon vil de store investeringskostnadene tilknyttet repower utjevne kostnadsreduksjonen.

Tabell 16 LCOE

Levetid og antall anlegg	LCOE [NOK]	
LCOE. 20 år: ett anlegg	kr	928
LCOE. 30 år: ett anlegg	kr	766
LCOE. 30 år: to anlegg	kr	822
LCOE. 40 år: ett anlegg	kr	694
LCOE. 40 år: to anlegg	kr	714

Energiproduksjon til LCOE

Levetid og antall anlegg	Energi [MWh]	
Nåverdi. 20 år: ett anlegg		39 243
Nåverdi. 30 år: ett anlegg		49 123
Nåverdi. 30 år: to anlegg		56 253
Nåverdi. 40 år: ett anlegg		55 455
Nåverdi. 40 år: to anlegg		61 313

4.3 FORSKNINGSSPØRSMÅLET DELSPØRSMÅL

DELSPØRSMÅL 1: RETROFIT

«Hvordan påvirkes lønnsomheten til flytende havvindinstallasjoner med levetidsforlengende tiltak, der tiltakene er drift og vedlikehold med utskifting av deler og komponenter?»

Lang kraftproduksjon gir best nåverdi og LCOE, slik det fremkommer av resultatene i tabell 18. Reduksjonen er større fra 20 år til 30 år, med endring nåverdi 3 MNOK/MW og LCOE 162 NOK/MWh, mot nåverdi 1,8 MNOK/MW og LCOE 72 NOK/MWh fra 30 til 40 år.

Resultat retrofit:

- I gjensidig utelukkende prosjekter gir 40 år retrofit bedre nåverdi og LCOE enn 30 år retrofit.
- I gjensidig utelukkende prosjekter gir 30 år retrofit bedre nåverdi og LCOE enn 20 år retrofit.
- Lønnsomheten ved retrofit avtar med levetiden, som følge av diskontering, redusert kraftproduksjon og økte driftskostnader.

Tabell 17 Nåverdi. Retrofit

Levetid og antall anlegg	Nåverdi [NOK]	
Nåverdi. 20 år: ett anlegg	-kr	19 988 070
Nåverdi. 30 år: ett anlegg	-kr	17 073 564
Nåverdi. 40 år: ett anlegg	-kr	15 283 213

<i>LCOE. Retrofit</i>		
Levetid og antall anlegg	LCOE [NOK]	
LCOE. 20 år: ett anlegg	kr	928
LCOE. 30 år: ett anlegg	kr	766
LCOE. 40 år: ett anlegg	kr	694

DELSPØRSMÅL 2: REPOWER

«Hvordan påvirkes lønnsomheten til flytende havvindinstallasjoner med utskiftning halvveis i vindparkens levetid? Tiltaket inkluderer utskiftning av turbin, tårn og flytende understell som erstattes med nytt anlegg.»

Lang kraftproduksjon gir best nåverdi og LCOE, slik det fremkommer av resultatene i tabell 19. Reduksjonen fra 30 år til 40 år reduserer nåverdi 4,75 MNOK/MW og LCOE med 198 NOK/MWh

Resultat retrofit:

- I gjensidig utelukkende prosjekter gir 40 år repower bedre nåverdi og LCOE enn 30 år repower.

<i>Tabell 18 Nåverdi. Repower</i>		
Levetid og antall anlegg	Nåverdi [NOK]	
Nåverdi. 30 år: to anlegg	-kr	23 445 263
Nåverdi. 40 år: to anlegg	-kr	18 692 429

<i>LCOE. Repower</i>		
Levetid og antall anlegg	LCOE [NOK]	
LCOE. 30 år: to anlegg	kr	822
LCOE. 40 år: to anlegg	kr	714

DELSPØRSMÅL 3: RETROFIT VERSUS REPOWER

«Vil retrofit eller repower være mest lønnsom, gitt identiske levetider?»

Et av spørsmålene er om det vil være lønnsomt å utnytte den foreliggende kostnadsreduksjonen ved å skifte ut anlegget (repower) halvveis i levetiden. Resultatene i tabell 20 viser at ett anlegg har bedre lønnsomhet i gjensidige utelukkende prosjekter med likestilt levetid.

Resultat retrofit versus repower viser at:

- I gjensidig utelukkende prosjekter gir ett anlegg bedre lønnsomheten enn to anlegg

Tabell 19 Nåverdi. Retrofit versus repower

Levetid og antall anlegg	Nåverdi [NOK]	
Nåverdi, 30 år: ett anlegg	-kr	17 073 564
Nåverdi, 30 år: to anlegg	-kr	23 445 263
Nåverdi, 40 år: ett anlegg	-kr	15 283 213
Nåverdi, 40 år: to anlegg	-kr	18 692 429

LCOE. Retrofit versus repower

Levetid og antall anlegg	LCOE [NOK]	
LCOE, 30 år: ett anlegg	kr	766
LCOE, 30 år: to anlegg	kr	822
LCOE, 40 år: ett anlegg	kr	694
LCOE, 40 år: to anlegg	kr	714

DELSPØRSMÅL 4: VARIABLENES FØLSOMHET.

«Fordi det er mye usikkerhet tilknyttet forventet utvikling, testes basisscenarioets variabler i en følsomhetsanalyse for å undersøke hvordan lønnsomheten påvirkes.»

For følsomhetsanalysen testes kun nåverdi. Dette fordi nåverdi og LCOE har generell lik utvikling og kan beskrives likt. De tre variablene med størst utfallsrom, CAPEX, lærerate og kapasitetsfaktor, er beskrevet i resultater, mens resten finnes i vedlegg 4.4. *Følsomhetsanalyser*.

LÆRERATE

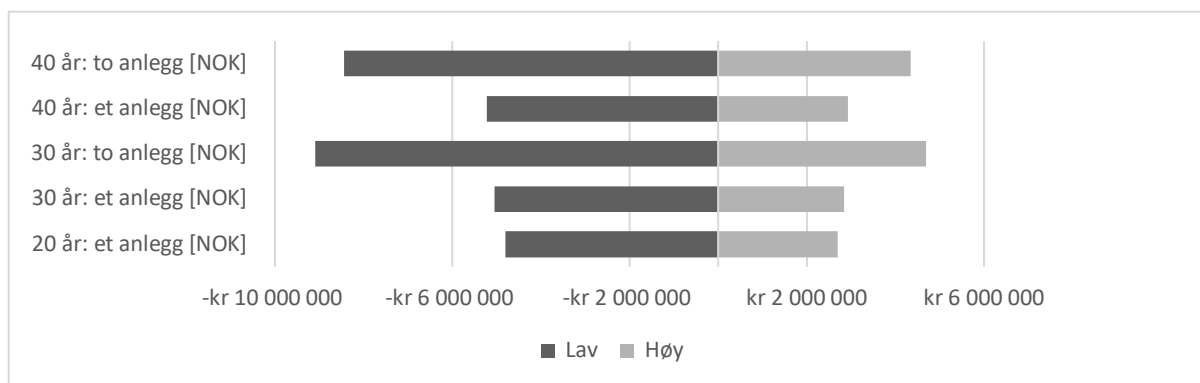
Fra vedlegg *Metode 3.1 lave og høye ytre verdier* hentes lav lærerate 10% og høy lærerate 18%, hvor lærerate beregnes etter formel $E = \frac{\log PR}{\log 2}$ (3.7). Tabell 21 oppstiller lærerate og læreparameter lav, basis og høy, mens figur 7 viser følsomheten utfallsomr.

Tabell 20 Lærerate

Lav [%]	Basis [%]	Høy [%]
10	15	18

Læreparameter

Lav [-]	Basis [-]	Høy [-]
0,15	0,23	0,29



Figur 7 Følsomhet nåverdi lærerate

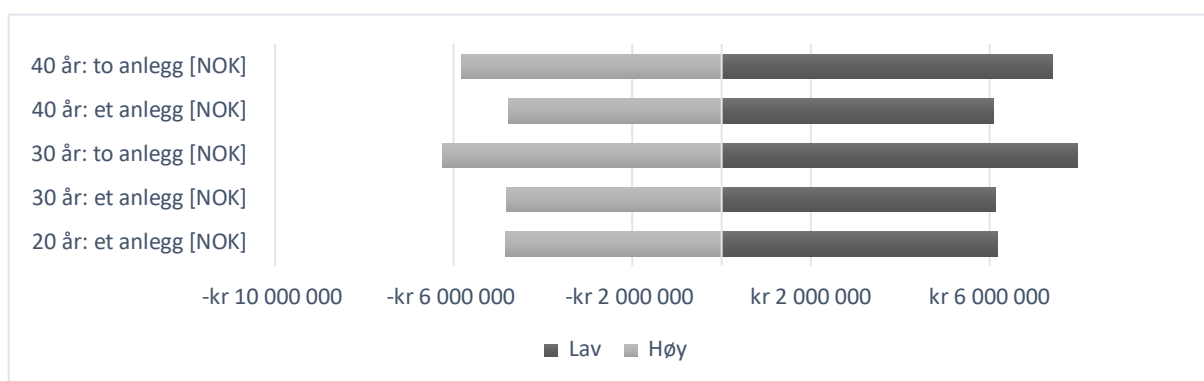
Læreraten påvirker alle anleggene gjennom kostnadene CAPEX, OPEX og DECEX. Første investeringstidspunkt ligger syv år frem i tid, slik at læreraten medfører kostnadsendring i 2029. Læreraten har størst innflytelse på prosjekter med to anlegg. Dette har sammenheng med kostnadsreduksjonen som skjer ved investering av repower.

Høy lærerate forbedrer lønnsomheten, der beste utfallsrom oppstår ved 30 år og to anlegg, der nåverdien reduseres med 4,7 MNOK/MW. Konsekvensene av lav lærerate har potensielt stor effekt, hvor negativ nåverdi kan øke tapet med mellom 5 og 9 MNOK/MW. Læreraten alene er ikke tilstrekkelig til å gjøre nåverdien positiv i noen av levetidalternativene.

CAPEX

Fra vedlegg *Metode 3.1 lave og høye ytre verdier* baserer lav CAPEX på Tangerås & Tveiten (2018), som gir en CAPEX på 46,66 MNOK/MW. Høy CAPEX er et snitt av flere kilder og gir CAPEX 67,367 MNOK/MW. Tabell 22 oppstiller lav, basis og høy, mens figur 8 viser følsomheten til CAPEX.

Tabell 21 CAPEX		
Lav [NOK/MW]	Basis [NOK/MW]	Høy [NOK/MW]
46 656 659	58 259 091	67 367 057



Figur 8 Følsomhet nåverdi CAPEX

Endringen i CAPEX har store konsekvenser for lønnsomheten og figuren viser at:

- Prosjekt med levetid 20, 30 og 40 har lik CAPEX når det kun er ett anlegg.
- Prosjekt med levetid 30 og 40 får økt CAPEX ved repower, men senere utskiftning har større kostnadsreduksjon.

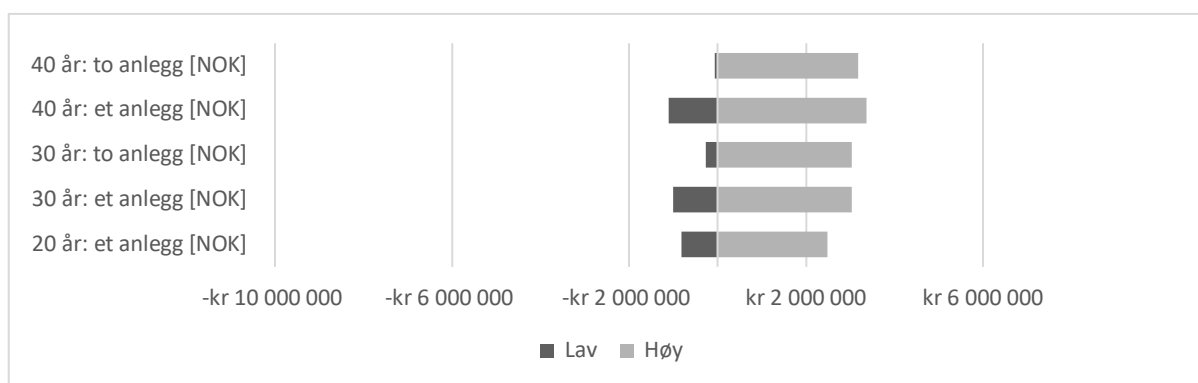
Lav CAPEX reduserer nåverdien mellom 5,5 og 7,5 MNOK/MW, mens høye estimer øker tapet med mellom 7 og 9,5 MNOK/MW. Kostnadsreduksjon som følge av lav CAPEX alene kan ikke gi positiv nåverdi.

KAPASITETSFAKTOR

Lav kapasitetsfaktor har samme kilder og verdi i 2029, men ulik utvikling. Høy kapasitetsfaktor har ulik kilde og starter med høyere verdi og har høyere økning. Tabell 23 oppstiller valgt lav, basis og høy, mens figur 9 viser følsomheten til kapasitetsfaktoren.

Tabell 22 Kapasitetsfaktor

Lav [%]	Basis [%]	Høy [%]
53	53	58,50
$v = 0,0029x + 0,47$	$v = 0,0062x - 12,075$	$v = 0,005x + 0,48$



Figur 9 Følsomhet nåverdi kapasitetsfaktor

Basis og lav har like verdier i 2029 på 53%, hvor lav utvikler og begrenses av Betz lov på 59%, men basis begrenses av Betz «praktiske» lov. Lav kapasitetsfaktor er derfor lik for prosjekter levetid 20,30 og 40 år med ett anlegg. Ved repower får anlegget ny teknologi med bedre kapasitetsfaktor og økt kraftproduksjon, slik at nåverdien øker med tid. Høy kapasitetsfaktor viser økt kraftproduksjon og inntekter, hvor nåverdien øker med lengre levetid. Økt kraftkapasitetsfaktor reduserer den negative nåverdien med mellom 1,7 og 2,4 MNOK/MW, men vil alene ikke gi positiv nåverdi.

5 DISKUSJON

For å undersøke godheten av resultatene belyses sentrale emner. Usikkerhetsmomenter, styrker og svakheter, avgrensinger ved underlag og metode diskuteres og legger grunnlag for resultatenes troverdighet og anvendelighet, med følsomhetenes utfallsrom. Kapittelet avslutter med å diskutere resultatene oppsummerende med forskningsspørsmålenes delspørsmål, som leder til forskningsspørsmålets besvarelse i konklusjonen.

5.1 ER UNDERLAGET RIKTIG?

Flytende havvind er fortsatt i den spede start og det meste av installert kapasitet er forskningsprosjekter, med et fåtall pre-kommersielle prosjekter. Flytende havvind er en kombinasjon av kjente teknologier, men sammensetningen er unik med egen utvikling. Den historiske utviklingen forklarer ikke nødvendigvis kommende trender, spesielt når ny teknologi anvendes eller teknologien anvendes på nye måter. Hvis erfaring fra andre teknologier brukes overførbart, må disse brukes bevist og med omhu.

For å besvare forskningsspørsmålet er oppgaven innom flere emner. Undersøkelser og antakelser baseres på litteraturstudie, hvor underlaget er ikke etterprøvd. Dette kreve troverdighet av kildene.

Kilder baseres på et bredt utvalg nisjekunnskap:

- Norske kilder med tilknytning til havvindprosjekter: Multiconsult, Thema Consulting, Aker Offshore Wind, Sintef og Menon Economics.
- Produsenter: Vestas, GE Renewable Energy og Equinor.
- Globale organisasjoner: IRENA og IEA.
- Offentlige organisasjoner: Direktoratet for forvaltning og økonomistyring, SSB, NVE, Næring- og fiskeridepartementet, United States Departement of Energy og The Crown Estate.
- Bedrifter og konsultentselskaper: DNV, Capatult, Carbon Trust og BVG Associates.
- Interesseorganisasjoner: Wind Europe og Floating Wind Europe.
- Læreinstitusjoner: gradoppgaver ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU) og Universitetet i Stavanger.

For forskningsrapporter er fagfellevurderinger og rapporter fra fagfellevurderte tidsskrifter vektlagt. Publikasjoner med flere referanser, gjengangsforfattere og anerkjente institusjoner har blitt gitt mer oppmerksomhet.

For kredibilitet er sammenlignbar data samlet fra ulike kilder. Verdier har både vært samlet og med stor spredning, for så å bli bearbeidet på to måter:

1. For nærliggende verdier er det utarbeidet gjennomsnitt.
2. Ved stor spredning er det utarbeidet lave og høye ytre forventninger som testes i følsomhetsanalyse.

Underlagets styrke ligger i troverdighet, basert på informasjonen fra organisasjoner hvis kunnskap og estimater er troverdig. Samtidig preges data av ulike og uklare kilder, forutsetninger og antakelser. Med et sammensatt kostnadsbilde fremkommer det ikke alltid om estimatene baseres på historiske trender eller fremtidige forventninger, om antakelser er forsiktige eller «fremoverlent», om det forutsettes jevn utvikling eller tar høyde for disruptive hendelser eller om utviklingsbanene er deskriptive eller normative og hva slags forventninger som ligger i scenarioene. Konkrete tall baseres på forskningsprosjekter og prekommersielle prosjekter, hvor det kan stilles spørsmål til godhet og håndtering av usikkerhet rundt fremtidig utvikling, hvor resultatene først kan etterprøves og bekreftes med tilbakeblikk. For å håndtere usikkerheten er flest mulig troverdige kilder samlet for sammenligning, hvor ekstreme verdier som ikke kan forklares er rensset ut, og sett på variabelenes følsomhet

Det er forsøkt å si noe om kostnadsutvikling på norsk sokkel, men mye av underlaget er generelt. Realistiske kostnadsbilder krever prosjektspesifikke egenskaper, mens her er nasjonal og internasjonal data brukt om hverandre. Utsira Nord er beskrevet som utgangspunkt, med tilgjengelig kunnskap om avstand til land og havn, havdybde, leverandørkjeder, vindressurser, natur og andre faktorer som påvirker kostnadsbildet. Dette kunne vært lagt til grunn, men usikkerhetsmomentene knyttet til fremtidig utvikling vil viske ut det meste av stedspecifikk tall.

Inntektene er usikre. Til tross for troverdige kilder, NVE og Statnett, har prisutviklingen det siste året vist at fremtiden er vanskelig å forutse som følge av vær, klima og karbonpriser. Dette dras videre av to faktorer, som kan ses hver for seg og samtidig må ses i lys av hverandre, nemlig den politisk vilje for fornybar energi og invasjonen av Ukraina. Europa, USA og Kina har vært pådrivere for ren energi, som kan tvinges raskere gjennom som følge av utfasing av Russisk olje. Konsekvensene for olje- og gasspriser og karbonpriser er ukjente. Tidligere virkemidler med gunstige avskrivningsregler og grønne sertifikater utgikk i 2021. Fremtidige regulatoriske og økonomiske virkemidlene er uklare, hvor det gjenstår å se utslag på gjennomføring og lønnsomhet.

Kostnader, inntekter og kraftproduksjon er hovedsakelig modellert lineært. Litteraturen viser at meninger rundt hvordan OPEX skal modelleres er delt mellom de som modellerer den lik alle år og de som mener den øker over levetiden. Dette mens tilgjengelighet og kapasitetsfaktor reduseres med levetid. Degraderingsfaktoren fanger opp den reduserte kraftproduksjonen, men studier opplyser ikke hvordan denne virker på tvers av OPEX, tilgjengelighet og kapasitetsfaktoren. Det er derfor vanskelig å si om årlig tap i kraftproduksjon er korrekt eller tilstrekkelig.

Diskonteringsrenten er lav. Med utgangspunkt i Direktoratet for forvaltning og økonomistyring sin risikojusterte rente på 4,0% for 0-40 års tidshorisonter, har oppgaven fokusert på reelle kostnader og forbigått problemstilling tilknyttet bedriftenes avkastningskrav. Med forlenget levetid og høyere avkastningskrav som diskonterer fremtiden kan lønnsomhetsutsiktene endres negativt, uten at oppgaven har testet dette.

5.2 ER DET BRUKT RIKTIG METODER?

Verken nåverdi eller LCOE er standardisert. Ved sammenligning av prosjekter må derfor underlaget undersøkes for troverdighet.

For å besvare forskningsspørsmålet er det konstruert fem prosjekter med ulik levetid og antall anlegg. Prosjektene vurderes og sammenlignes med like forutsetninger og rammebetingelser, der endringen skjer likt i variablene som følge av tid og kostnadsreduksjon. Prosjektene valideres ikke eksternt mot andre forutsetninger. Bruk av like underlag og forutsetninger gjør metodene troverdige. Samtidig vil enhver sammenligning av ulike levetiden ha forutsetninger som endres som følge av tid. Med dette svekkes troverdigheten desto lenger frem i beregningene føres. Det kan derfor være større svakhet ved å sammenligne ulike levetider fremfor variasjoner innenfor samme tidsperiode.

Så lenge inntektene er større enn kostnadene og kraftproduksjonen er større enn null, vil LCOE og nåverdi favorisere lang levetid. Den vurderer ikke konsekvensene av diskontering og marginalisert lønnsomhet eller tidspunkt for optimalisert avvikling, slik at midler kan fristilles for andre prosjekter. Prosjektene som er vurdert her er tidsavgrenset, slik at problemstilling med «uendelig» levetid forbigås.

Oppgaven undersøker gjensidig utelukkende prosjekter. Nåverdi og LCOE er troverdige sammenligningsmetoder for å besvare forskningsspørsmålet.

5.3 BETYDNINGEN AV RESULTATENE OG ER DE TROVERDIGE OG ANVENDELIGE?

Nåverdier i tabell 15 *Nåverdi* viser at den kan forventes mellom -15 og -23 MNOK per MW, hvor levetid 20 år med et anlegg har nåverdi -20 MNOK/MW, mens 30 år med ett anlegg har nåverdi -17 MNOK/MW. Det er usikkerhet knyttet til resultatene og om de kan forventes høyere eller lavere. Ved å benytte resultater fra Dale (2019) i tabell 6 *Nåverdi*, hvor lav karbonpris legges til grunn, forventes nåverdi -22,7 MNOK/MW ved 19 års anlegg og -12,5 MNOK/MW ved 25 år.

Ved utgangspunkt 20 år er Dales nåverdi høyere enn mine resultater. Der min nåverdi reduseres fra -20 MNOK/MW til -17 MNOK/MW over 10 år, reduserer Dale omtrent tre ganger mer over syv år, fra -22,7 MNOK/MW til -12,5 MNOK/MW. Dales resultater er ikke etterprøvd, men viser forholdsvis like forventninger på kostnadsreduksjon med lærerate 13% og akkumulert installert effekt 12GW i 2030 (mot mine 15% og 11 GW), mens de setter lavere CAPEX og OPEX i 2029 (s. 24). Med utgangspunkt i Dale kan mine estimert kostnadsreduksjon stemmer overens med bransjen, men CAPEX og OPEX kan være høyere. Det er uklart om dette gjelder ytterligere variabler.

Fordi prosjektene vurderes og sammenlignes med like forutsetninger og rammebetingelser, der endringen skjer likt i variablene som følge av tid og kostnadsreduksjon, festes likevel tilstrekkelig tillit til nåverdiene for å besvare forskningsspørsmålet.

LCOE varierer fra 930 til 700 NOK/MWh. Sammenligning av verdier fra tabell 16 *LCOE*, viser at resultatene er i det høye segmentet og ikke i tråd med Aker, Equinor og GWEC / FLAGSHIP sine forventninger rundt 400-600 NOK/MWh i 2030 (FLAGSHIP, 2022; GWEC, 2021; DNV, u.å.; Equinor, 2018; Olje- og energidepartementet, 2020; Onsum, 2021). Beregning for ett anlegg med ulike levetider viser at LCOE reduseres fra 928 NOK/MWh ved 20 år til 766 NOK/MWh ved 30 og 694 ved 40 år. DNV (2021a) legger til grunn 35 år for flytende havvind, mens jeg har 20, 30 og 40. Der mine verdier ved år 40 med ett anlegg fortsatt er høyt, nærmer det seg bransjeforventningen 400-600 NOK/MWh.

Mine resultater viser høye verdier for LCOE. Fordi prosjektene vurderes og sammenlignes med like forutsetninger og rammebetingelser, der endringen skjer likt i variablene som følge av tid og kostnadsreduksjon, festes likevel tilstrekkelig tillit til LCOE for å besvare forskningsspørsmålet.

5.4 FØLSOMHET

Konsekvensene av følsomhetsanalysen fortones like for nåverdi og LCOE. CAPEX og lærerate gir størst utfallsrom, etterfulgt av OPEX og kapasitetsfaktor. Fordi LCOE ikke er avhengig av inntekter utgår kraftpris, hvor konsekvensen av kapasitet øker i forhold til nåverdien. Resterende variabler påvirkes i mindre grad.

Kjøpers grad av påvirkning av produkt og kostnad er avgjørende for lønnsomheten. De tre største faktorene lærerate, CAPEX og kapasitetsfaktor undersøkes:

- Lærerate påvirkes eksogent. Kjøper er avhengig av kostnadsreduksjon som skjer gjennom markedet. Flytende vindkraft er avhengig av markedets kostnadsreduksjon for bedre lønnsomhet.
- CAPEX påvirkes endogent og eksogent. Kjøper henvender seg til markedet, som leverer produkter og tjenester med prisvariasjon innenfor et segment. Slik påvirkes CAPEX eksogent av markedets ytre kostnadsrammer og endogent av avtaler kjøper inngår. (OPEX påvirkes som CAPEX, men med mindre utfallsrom.)
- Kapasitetsfaktor avdekker hvor effektivt turbiner kan utnytte vindressursene og hvor gode ressursene er. Eksogent drevet øker kapasitetsfaktoren gjennom forskning og utvikling, mens tilgang på områder med gode vindressurser, som tidligere har vært utilgjengelige på grunn av havdybde og avstand fra land, forbedre kapasitetsfaktor.

Vindkraft er kombinert teknologi, anvendt på ny måte. Dette gjør at den drar fordel av foregående lærekurver, men fortsetter egen utvikling. Ved å se på forventninger til LCOE og antakelser på lærerate (Dale et al, 2019; DNV, 2021a; GWEC, 2021, s. 14; Wiser, 2016, s. 34), kan det forventes at læreraten forblir stabil frem mot 2050. Nyere kilder viser at de fleste ligger rundt basisestimatet. Lav og høy har noe eldre kilder, overført fra bunnfast og land, gitt som ytre verdier. Det er derfor troverdig at læreraten ligger og vil holde seg rundt basis estimatet.

Basis CAPEX baseres på norsk dokumentasjon for Hywind Tampen (Angell-Hansen & Zatschler, 2020; SINTEF et al, 2021; Winje et al, 2019), mens lavere CAPEX for samme anlegg er kostnadsberegnet i norsk masteroppgave (Tangerås & Tveiten, 2018), slik at norske kostnader speiles.

De høye verdiene er interpolerte verdier fra eksisterende og prosjekterte havvindanlegg, og resultatene gir en «generell» CAPEX. Dette er globale tall, som ikke tar høyde for lokale egenskaper og speiler derfor ikke nødvendigvis norske forhold. Med utgangspunkt i basisscenario med reelt beregnede kostnader for et norsk havvindprosjekt, hvor lav er beregnet ut fra forventningen om lavere kostnad CAPEX ved installasjonstidspunkt, kan det være troverdig at kostnaden vil ligge rundt basisscenario, med helning mot lavere CAPEX. Konsekvensene er at investeringskostnadene forblir like eller reduseres, slik at nåverdi og LCOE kan bli redusert.

Norsk «offisiell» kapasitetsfaktor er lav (32,9% (NVE (u.å.)), mens Hywind Scotland har vist et snitt på 54% de to første årene (Equinor, 2021). Det er lagt til en moderat kapasitetsfaktor på 50% i 2029, som stiger 64% i 2049 (siste repower) i basisscenarioet, litt utenfor IRENAs (2021b) forventning på 43-60% i 2050. Basert på foreliggende kapasitetsfaktor til Hywind Tampen, forbedret teknologi og bedre tilgang på vindressurser, anses verdien som troverdig, hvor det er sannsynlig at kapasitetsfaktoren utvikler seg til høyere verdier enn lave. Konsekvensen er mer kraftproduksjon og bedre nåverdi og LCOE.

Basisscenarioet ble testet med følsomhetsanalyse, hvor CAPEX, lærerate og kapasitetsfaktor har størst potensiell konsekvens for nåverdi og LCOE. Hver for seg vil utfallsrommene ikke endre negativ nåverdi til positiv eller redusere LCOE tilstrekkelig for å gjøre elektrisk vindkraft konkurransedyktig. Det er mer sannsynlig at disse vil oppstå med samtidighet, noe som ikke lar seg simulere uten projektspesifikk data. Det er ukjent om utfallsrommene vil utligne eller forsterke de økonomiske konsekvensene, slik at nåverdi blir positiv og LCOE konkurransedyktig. Lærerate, OPEX og kapasitetsfaktor viser at basisscenario er troverdig, men at nåverdi og LCOE kan være lavere enn mine beregninger. Dette endrer prosjektenes lønnsomhet til bedre resultater, uten å endre hvordan prosjektenes lønnsomhet står i forhold til hverandre.

5.5 SLUTTORD DISKUSJON

Fremtiden til flytende havvind er preget av usikkerhet rundt utvikling og kostnader. Kilder legger til grunn data basert på ulike antakelser og forutsetninger, som ikke alltid er lett å avdekke, mens ingen fremtidig data er basert på faktiske tall. Sett i lys av den tilgjengelige kunnskapen er informasjon innhentet på tvers av troverdige kilder for data, anvendt i allment anerkjente metoder. Det festes derfor tilstrekkelig tillit til dataens troverdighet og metodens robusthet til å svare på forskningsspørsmålet.

Nåverdi og LCOE favoriserer lang inntjeningsperiode. Forskningsspørsmålet undersøker lang kraftproduksjon, hvor vi så at 40 år med både retrofit og repower gir best resultater. Neste spørsmål oppgaven undersøkte var om den foreliggende kostnadsreduksjonen gjør det mer lønnsomt å drifte ett anlegg (*retrofit*) eller skifte anlegget med nytt (*repower*) halvveis i levetiden. Ønsket var å se om kostnadene (hovedsakelig CAPEX og OPEX) gikk tilstrekkelig ned, mens inntektene økte med bedre kapasitetsfaktor og «nullstilt» degadering. Resultatene viste at reinvestering med repower gir høyere negativ nåverdi og høyere LCOE. For gjensidig utelukkende prosjekter med likestilt levetid og utvikling vil et anlegg med 40 års kraftproduksjon gi best lønnsomhet.

6 KONKLUSJON

6.1 KONKLUSJON FORSKNINGSSPØRSMÅLET

«Hvordan påvirkes lønnsomheten til flytende havvind når prosjekters levetid forlenges?»

Forlengelse av prosjekters levetid gir bedre lønnsomhet, men fortjenesten reduseres etter hvert som levetiden forlenges. Teorien mente at forlenget levetid sannsynligvis øker lønnsomheten fremfor avvikling, der LCOE reduseres utover normal levetid (Pakenham et al, 2021; Rubert et al, 2018). Dette stemmer over ens med oppgavens funn.

For å forlenge kraftproduksjonen er det tatt for seg *retrofit* og *repower*. Ved *retrofit* skiftes gamle komponenter i takt med teknisk levetid, mens anlegget driftes med vanlig drifts- og vedlikeholdsarbeid. Ved *repower* skiftes hele eller større deler av anlegget og driftes med vanlig drifts- og vedlikeholdsarbeid. For *retrofit* er det undersøkt levetid 20, 30 og 40 år, mens *repower* har undersøkt levetid 30 og 40 år, der anlegget er skiftet halvveis, etter hhv. 15 og 20 år. For begge strategiene gir lengre levetid bedre lønnsomhet, slik at 40 år *retrofit* er mest lønnsom av *retrofit*alternativene og 40 år *repower* er mest lønnsom av *repower*alternativene. Sammenligning av *retrofit* og *repower* med like levetider viser at *retrofit* gir best lønnsomhet. I en gjensidig utelukkende med vurdering av alle prosjektene vil *retrofit* 40 år med ett anlegg gi best lønnsomhet.

Utviklingen til flytende havvind er basert på ulike antakelser og forutsetninger. Dette gjør at dataen som legges til grunn varierer, samtidig som antakelsene om fremtiden blir mer usikre desto lenger frem i tid beregningene utføres. Historiske og forventede utviklinger legges til grunn, slik at modellene fortsetter trender slik vi forventer de i dag. De marginale endringene som reduserer kostnader gjennom lærekurver og akkumulert installert effekt tar ikke høyde for uforutsette, deskriptive hendelser. Fordi det ikke foreligger data inkluderes heller ikke tap som kunne vært forventet i kapasitetsfaktor og tilgjengelighet, med økt OPEX. Slike faktorene kan påvirke kostnadsbildet og lønnsomhet, men har ikke latt seg modelleres.

For å sikre troverdighet er underlaget undersøkt opp mot forskningsspørsmålet. Oppgaven undersøker et spesifikt spørsmål, med gitte rammebetingelser, hvor basisscenarioet er undersøkt med følsomhetsanalyser. Denne viser at CAPEX og lærerate har de største utfallsrommene, etterfulgt av kapasitetsfaktor. Ingen faktor alene vil gi positiv nåverdi eller gjøre at kraftprisen dekker LCOE. I realiteten vil faktorer påvirkes med samtidighet, men lar seg ikke modellere. Usikkerheten er i varetatt i basisscenarioet og følsomheten, med robuste og troverdige resultater, slik at konklusjonen kan inngå i en beslutningsmodell.

Undersøkelsene har også avdekket andre funn. Av sentrale funn nevnes:

- Resultater viser at investering i flytende havvind i 2029 i alle scenarioer gi negativ nåverdi og LCOE som ikke dekkes av kraftprisen.

- Resultatene indikerer at flytende havvind har behov for regulatorisk og /eller økonomisk bistand gjennom subsidier, avskrivningsregler og andre økonomiske støtteordninger for å bli lønnsom og konkurransedyktig.
- Investeringskostnaden CAPEX er høye rundt 2029, men forventer en kraftig kostnadsreduksjon slik vist i *Figur 4 Kontantstrøm for levetid 40 år og to anlegg*. Dette betyr at senere investeringstidspunkt forbedrer nåverdi og LCOE. Oppgaven har ikke undersøkt når dette kan oppstå.
- Nåverdi og LCOE favoriserer lang levetid. Andre prosjektspesifikke beslutningsregler enn lønnsomhet bør legges til grunn for optimalt avviklingstidspunkt. Her nevnes konsekvensen av diskonterte kontantstrømmer, hvor fremtidige pengers reduserte verdi gir marginal fortjeneste, slik at alternative investeringer burde vurderes, ukjente faktorer som disruptive endringer, lavere eller høyere driftskostnader eller inntekter, med fler.

6.2 VIDERE ARBEID OG REFLEKSJONER

I samtale med Halvor Hersleth fra Equinor kom levetidforlengelse opp som et tema vindbransjen ønsket besvart bedre. Jeg la selv fokus på forlenget kraftproduksjon gjennom *retrofit* og *repower*. Oppgaven har besvart at *retrofit* er mer lønnsomt enn *repower* inntil 40 år. Dette åpnet blant annet opp for å undersøke to områder ytterligere:

- Undersøke lønnsomhet ved *retrofit* ytterligere. Modellere forfall og tapt kraftproduksjon i tilgjengeligheten og kapasitetsfaktor sammen med utviklingen til OPEX. Jeg tror tilstrekkelig teori foreligger for å modellere og simulere besvarelsen av et godt forskningsspørsmål. Jeg mener *retrofit* kan være et område å undersøke videre, som kan danne et «veikart», med angitte beslutningskriterier, for levetid og lønnsomhet.
- Undersøke lønnsomhet ved *repower* videre. Norges konsesjonstid er 30 år, mens UK har utvidet til 60 år. Denne ser veldig langt frem i tid, men det kunne vært interessant å undersøkt tekno-økonomiske potensialer. Under dette kunne beslutningstre inngått for når og hvordan beslutninger kan tas med lang levetid.

Det er forventet at ulike deler har ulik levetid. F.eks. forventes det at flytende understell og kraftoverførende kabler har lengre levetid enn turbiner. Det kunne derfor vært aktuelt å se på *delvis repower*. Forskningsspørsmål kunne vært rettet mot skifte av turbin og/ eller tårn, mens understell forblir. Hva er de økonomiske konsekvensene og er det mulig å dimensjonere understellene mot en ukjent fremtid? Dette er en tekno-økonomisk vurdering med kostnad versus dimensjonering, som undersøker kunnskapsgrunnlaget for understellenes fremtid, hva som forventes av økning i turbiner og tårn, om nåværende kobling mellom tårn og understell vil videreføres eller utvikles og om fremtidige produkter vil være kompatible med dagens. En slik oppgave tar utgangspunkt i komponenters ulike levetid for å undersøke lønnsomhet.

Jeg har satt oppstart kraftproduksjon til 2029, der flytende havvind med oppstart 2029 ikke er lønnsomt. Norge skal ha 30 GW havvind i 2040 og det er forventet at oppstart skjer mellom 2029 og

2032, mens verden ser ut til å øke fokus på fornybar kraft. Hvordan kommer vi til 2040 uten havvind som et gedigent underskuddsprosjekt? Hvordan kan veien til 30 GW fortone seg? Aker, Equinor og GWEC / FLAGSHIP estimerer og jobber mot 40-60 Euro/MWh i 2030. Er dette realistisk? Et oppsummerende forskningsspørsmål er *når kan vi forvente norsk flytende havvind som lønnsom?*

Kostnadsreduksjonen forutsetter «marginale forbedringer». Med massiv skalering er muligheten for disruptive endringer. Spørsmålet er om det kan skje og hva det kan være, med hvilke konsekvenser?

Havvind er ressurskrevende. Oppgaven har påpekt energi og materialer (uten å gå inn i det), hvor det kan bli stort press på metaller som stål og sjeldne jordarter. Hva er konsekvensene av råvaretilgang og Kina som dominerer markedet? Kan det komme strengere krav til gjenbruk og gjenvinning, og hva er konsekvensene for vindkraft?

Dette er bare et lite knippe ideer for videre forskning. Når man begynner å grave i emnet åpner det seg veldig mange muligheter. Lykke til med veien.

Kjetil Bøhmer,

Oslo, 15.05.2022.

7 LITTERATURLISTE

- Abadie, L. M. & Goicoechea, N. (2021). *Old Wind Farm Life Extension vs. Full Repowering: A Review of Economic Issues and a Stochastic Application for Spain*. *Energies*, 14 (12): 3678. doi: <https://doi.org/10.3390/en14123678>.
- Adedipe, T. & Shafiee, M. (2021). *An economic assessment framework for decommissioning of offshore wind farms using a cost breakdown structure*. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 26 (2): 344-370.
- Andersen, P. D., Bonou, A., Beauson, J. & Brøndsted, P. (2014). *Recycling of wind turbines*. DTU International Energy Report 2014: Wind energy drivers and barriers for higher shares of wind in the global power generation mix: 91-97.
- Angell-Hansen, B. & Zatschler, C. (2020). *Subject: The Hywind Tampen Project*. Oslo, Norge: Nærings- og fiskeridepartementet.
- Arapogianni, A., Genachte, A.-B. n. d., Ochagavia, R. M., Vergara, J. P., Castell, D., Tsouroukdissian, A. R., Korbijn, J., Bolleman, N. C. F., Huera-Huarte, F. J., Schuon, F., et al. (2013). *Deep water. The next step for offshore wind energy*. I: Azau, S., Bourgeois, S. p., Casey, Z., Moccia, J., Radvilaite, V., Scola, J. & Wilkes, J. (red.): European Wind Energy Association.
- Astolfi, D., Byrne, R. & Castellani, F. (2020). *Analysis of wind turbine aging through operation curves*. *Energies*, 13 (21): 5623.
- Austreng, K.R., Vold, E. & Eldøy, S. (2016). *Decommissioning Programme for Hywind Scotland Pilot Park*. Document no. C178-HYS-Z-GA-00002: Statoil.
- Bjerkseter, C. & Ågotnes, A. (2013). *Levelised costs of energy for offshore floating wind turbine concepts: Norges miljø-og biovitenskapelige universitet NMBU*.
- Bobba, S., Carrara, S., Huisman, J., Mathieux, F. & Pavel, C. (2020). *Critical raw materials for strategic technologies and sectors in the EU. A foresight study*. Luxembourg: Publications Office of the European Union: Joint Research Centre (JRC), European Commission.
- Brobeg, A. (2021). *Vindkraftbransjen velger tre i stedet for stål*. https://www.metalsupply.no/article/view/802575/vindkraftbransjen_velger_tre_i_stedet_for_stal?rel=related: Metal Supply (lest 10.04.2022).
- Brooks, F. J. (2000). *GE gas turbine performance characteristics*. Schenectady, NY: GE Power Systems.
- BVG Associates. (2012). *Offshore Wind Cost Reduction Pathways: Technology Work Stream*. Swindon, UK: BVG Associates.

- BVG Associates. (2019). *Guide to an offshore wind farm: The Crown Estate and the Offshore Renewable Energy Catapult*.
- Byrne, R., Astolfi, D., Castellani, F. & Hewitt, N. J. (2020). *A study of wind turbine performance decline with age through operation data analysis*. *Energies*, 13 (8): 2086. doi: 10.3390/en13082086.
- Böhren, Ø. & Gjørsum, P. I. (2020). *Finans: Innføring i investering og finansiering. 2 utgave*: Vigmostad & Bjørke AS.
- CANMET. (2004). *Wind energy. Project analysis*
https://unfccc.int/resource/cd_roms/nai/mitigation/Module_5/Module_5_1/b_tools/RETScreen/Manuals/Wind.pdf: CANMET Energy Technology Center (lest 24.04.2022).
- Carmen. (2021). *Pentland Floating Offshore Wind Farm, UK*. <https://www.power-technology.com/marketdata/pentland-floating-offshore-wind-farm-uk/>: Power Technology (lest 16.03.2022).
- Carrara, S., Alves Dias, P., Plazzotta, B. & Pavel, C. (2020). *Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system (JRC119941 EUR 30095 EN)*. Luxembourg: Publications Office of the European Union: Joint Research Centre (JRC), European Commission.
- Castro-Santos, L. & Diaz-Casas, V. (2016). *Floating offshore wind farms*. Switzerland: Springer International Publishing.
- Cevasco, D., Koukoura, S. & Kolios, A. (2021). *Reliability, availability, maintainability data review for the identification of trends in offshore wind energy applications*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 136: 110414.
- Chamberlain, K. (2016). *Offshore operators act on early decommissioning data to limit costs*. <https://www.reutersevents.com/renewables/wind-energy-update/offshore-operators-act-early-decommissioning-data-limit-costs>: Reuters (lest 25.03.2022).
- Climate Change Capital. (2010). *Offshore renewable energy installation decommissioning study*: Climate Change Capital.
- Dale, M. S., Gjerde, S. S., Holmås, H. E., Jacobsen, A. K., Magnus, E., Mekki, A., Notkevich, L., Persen, G. & Vevatne, T. I. (2019). *Hywind Tampen - Samfunnsmessige ringvirkninger. 10209499-TFP-REA-RAP-001*: Multiconsult, Future Technology & Thema Consulting.
- Delay, T. & Jennings, T. (2008). *Offshore wind power: big challenge, big opportunity*. London, UK: Carbon Trust.
- DFØ. (2018). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*: Direktoratet for økonomistyring.

- DNB. (2022). *Markets. Månedso- og årssnitt*. <https://www.dnb.no/bedrift/markets/valuta-renter/valutakurser-og-renter/HistoriskeValutakurser/Hovedvalutaer-mndogor/Hovedvalutaer-mndogor.html>: 2022 (lest 10.02.2022).
- DNV. (2021a). *Energy Transition Outlook 2021. A global and regional forecast to 2050*. Høvik, Norway: DNV.
- DNV. (2021b). *Energy Transition Outlook 2021. Pathway to net zero emissions*. Høvik, Norway: DNV.
- DNV. (2021c). *Energy Transition Outlook 2021. Technology Progress Report*. Høvik, Norway: DNV.
- DNV. (u.å.). *Technology Outlook 2030. Wind energy – going offshore*. <https://www.dnv.com/to2030/technology/wind-energy-going-offshore.html>: DNV (lest 08.03.2022).
- DNV GL. (2018). *Floating wind turbine structures. DNVGL-ST-0119*. Høvik: DNV GL.
- DNV GL. (2020a). *Floating wind: the power to commercialize*. Høvik: DNV GL.
- DNV GL. (2020b). *Technology Outlook 2030*. Høvik, Norge: DNV GL.
- Driscoll, F., Jonkman, J., Robertson, A., Sirnivas, S., Skaare, B. & Nielsen, F. G. (2016). *Validation of a FAST model of the statoil-hywind demo floating wind turbine*. Energy Procedia, 94: 3-19.
- EOLFI. (u.å.). *Groix & Belle-Ile Floating Wind Farm. The Project in figures*. https://eoliennes-groix-belle-ile.com/wp-content/uploads/2021/02/eolfi_plaquette-6pages-uk-n_bd.pdf: Groix & Belle-Ile Floating Wind Farm. (lest 15.03.2022).
- Equinor. (2018). *Leveranse i verdensklasse fra verdens første flytende vindpark*. <https://www.equinor.com/no/news/15feb2018-world-class-performance.html>: Equinor (lest 05.03.2022).
- Equinor. (2021). *Hywind Scotland fortsatt best blant havvindparker på britisk sokkel*. <https://www.equinor.com/no/news/20210323-hywind-scotland-uk-best-performing-offshore-wind-farm.html>: Equinor (lest 27.03.2022).
- Equinor. (2022a). *How Hywind works*. <https://www.equinor.com/en/what-we-do/floating-wind/how-hywind-works.html>: Equinor (lest 10.04.2022).
- Equinor. (2022b). *Hywind Tampen: the world's first renewable power for offshore oil and gas*. <https://www.equinor.com/en/what-we-do/hywind-tampen.html>: Equinor (lest 03.03.2022).
- Eriksen, R., Engel, D., Haugen, U., Hodne, T., Hovem, L., Alvik, S. & Rinaldo, M. (2021). *Energy Transition Outlook 2021: Technology Progress Report. A review of 10 technologies setting the pace of the energy transition over the next five years*: DNV.

- European Commission. (2020). *An EU Strategy to Harness the Potential of Offshore Renewable Energy for a Climate Neutral Future. COM(2020) 741 final*. Brussels, Belgium: European Parliament.
- European Parliament. (2018). *A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*. Brussels, Belgium: European Parliament.
- Eurostat. (2021). *Key figures on Europe. 2021 edition*. I: Corselli-Nordblad, L. & Strandell, H. (red.). Luxembourg: Eurostat.
- FLAGSHIP. (2022). *What is FLAGSHIP?* <https://www.flagshipproject.eu/the-project/>: FLAGSHIP (lest: 09.05.2022).
- Krohn, S., Morthort, P.-E., Awerbuch, S. (2009). *The Economics of Wind Energy*. Krohn, S. (red.). EWEA - European Wind Energy Association.
- Fraile, D., Vandenberghe, A., Klonari, V., Ramirez, L., Pineda, I., Tardieu, P., Malvault, B. & Komusanac, I. (2021). *Getting fit for 55 and set for 2050. Electrifying Europe with wind energy*. I: Fraile, D. & O'Sullivan, R. (red.): European Technology and Innovation Platform on Wind Energy & WindEurope.
- Freeman, K., Frost, C., Hundleby, G., Roberts, A., Valpy, B., Holttinen, H., Ramírez, L. & Pineda, I. (2019). *Our energy, our future. How offshore wind will help Europe go carbon-neutral*. I: Walsh, C. (red.): Wind Europe.
- FWE. (2020). *2020 Global Floating Wind Energy. Market and Forecast Report 2019 - 2034. Brochure of Report Highlights*: Quest Floating Wind Energy.
- Gallagher, K. S., Grübler, A., Kuhl, L., Nemet, G. & Wilson, C. (2012). *The energy technology innovation system*. Annual review of environment and resources, 37: 137-162.
- GE Renewable Energy. (2022). *Haliade-X offshore wind turbine*. <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>: GE Renewable Energy (lest 27.03.2022).
- Gjødvad, J. F. & Ibsen, M. D. (2016a). *MARE-WINT: New materials and reliability in offshore wind turbine technology*: Springer Nature.
- Gjødvad, J. F. & Ibsen, M. D. (2016b). *ODIN-WIND: an overview of the decommissioning process for offshore wind turbines*. MARE-WINT: 403-419.
- Grübler, A., Nakićenović, N. & Victor, D. G. (1999). *Dynamics of energy technologies and global change*. Energy policy, 27 (5): 247-280.
- GWEC. (2021). *GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2021*. Brussels, Belgium: Global Wind Energy Council.

- GWEC. (2022). *Global wind report 2022*. Brussels, Belgium: Global Wind Energy Council.
- Harrison, J. (2020). *Floating Offshore Wind: Installation, Operation & Maintenance Challenges*: Blackfish Engineering Design Ltd.
- Heidari, S. (2017). *Economic modelling of floating offshore wind power: Calculation of levelized cost of energy*: Mälardalens Högskola.
- Hobohm, J., Krampe, L., & Peter, F. (2014). *Cost reduction potentials of offshore wind power in Germany*. ET. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 64(1-2), 74-76.
- Hokstad, P., Håbrekke, S., Johnsen, R., & Sangesland, S. (2010). *Ageing and life extension for offshore facilities in general and for specific systems*. SINTEF Report for the Petroleum Safety Authority Norway.
- Hughes, G. (2012). *The performance of wind farms in the United Kingdom and Denmark*. Renewable Energy Foundation: 48.
- IEA. (2019). *Offshore Wind Outlook 2019: World Energy Outlook Special Report*. Paris, France: International Energy Agency.
- IEA. (2021). *World Energy Outlook 2021*: International Energy Agency.
- IRENA. (2016). *Innovation Outlook: Offshore Wind*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2019). *Future of Wind: Deployment, Investment, Technology, Grid Integration and Socio-Economic Aspects (A Global Energy Transformation paper)*. Abu Dhabi, United Arab Emirates: International Renewable Energy Association.
- IRENA. (2021a). *Renewable Power Generation Costs in 2020*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2021b). *Offshore renewables: An action agenda for deployment*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Jakobsen, S., Mindeberg, S., Østenby, A.M., Dalen, E. Lundsbakken, M., Bjerkestrand, E., Haukeli, I.E., Berg, M., Johansen, F.B., Weir, D., Krogvold, J., Aabøe, A.M., Arnesen, F., Willumsen, V., Butt, B., Bølling, J.K., Solberg, K.G., Ramtvedt, A.N., Aass, H., Seim, L.H., Engebrigtsen, K.H. (2016). *Forslag til nasjonal ramme for vindkraft*. Lundsbakken, M. (red.): Norges vassdrags- og energidirektorat.
- James, R. & Ros, M. C. (2015). *Floating offshore wind: market and technology review*. UK: The Carbon Trust.

- Junginger, M. & Louwen, A. (2019). *Technological learning in the transition to a low-carbon energy system: Conceptual issues, empirical findings, and use, in energy modeling*: Academic Press.
- Kaiser, M. J. & Snyder, B. (2010). *Offshore Wind Energy Installation and Decommissioning Cost Estimation in the U.S. Outer Continental Shelf. Technical report.* . Baton Rouge, Louisiana 70820: Energy Research Group, LLC.
- Lantz, E., Sigrin, B., Gleason, M., Preus, R. & Baring-Gould, I. (2016). *Assessing the Future of Distributed Wind: Opportunities for Behind-the-Meter Projects*: National Renewable Energy Laboratory & U.S. Department of Energy.
- Lee, J., Zhao, F., Dutton, A., Backwell, B., Qiao, L., Liang, W., Clarke, E., Lathigara, A., Shardul, M., Smith, M., et al. (2021). *Global Offshore Wind Report 2021*. Brussels, Belgium: Global Wind Energy Council (GWEC).
- Loewen, J. (2019). *LCOE is an undiscounted metric that distorts comparative analyses of energy costs*. The Electricity Journal, 32(6). 40-42. Doi: doi.org/10.1016/j.tej.2019.05.019
- Lovadata. (2010). *Lov om fornybar energiproduksjon til havs (havenergilova)*.
<https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2010-06-04-21?q=havenergilov>: Lovdata. (lesrt 25.02.2022)
- Luengo, M. M., & Kolios, A. (2015). *Failure mode identification and end of life scenarios of offshore wind turbines: A review*. Energies, 8(8), 8339-8354.
- Lund, F., Tryggestad, C., Kühn, F., Fjeldstad, S., Therkelsen, C., Vendrig, T., Thoner, K., Krüger, R.I., Langguth, N., Opedal, I., Botten, A.A., Kustani, K., Bjerknes, L., Naustdal, L., & Gjendemsjø, A.M. (2022). *Norge i morgen. Ti mulighetsnæringer for Norge*. McKinsey & Company.
- Maienza, C., Avossa, A., Ricciardelli, F., Scherillo, F. & Georgakis, C. (2018). *A comparative analysis of construction costs of onshore and shallow-and deep-water offshore wind farms*. Conference of the Italian Association for Wind Engineering: Springer.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G. & Rogers, A. L. (2010). *Wind energy explained: theory, design and application. Second edition.*: John Wiley & Sons.
- Maslin, E. (2019). *£10 billion+ Offshore Wind Decommissioning Bill*.
<https://www.oedigital.com/news/473730-10-billion-offshore-wind-decommissioning-bill>: Offshore Engineering (lest 31.03.2022).
- Mishnaevsky, L., Branner, K., Petersen, H. N., Beauson, J., McGugan, M. & Sørensen, B. F. (2017). *Materials for wind turbine blades: an overview*. Materials, 10 (11): 1285.
- Modvion. (2022). *We build wind turbine towers. In wood*. <https://modvion.com>: Modvion (lest 10.04.2022).

- Multiconsult. (2012). *Teknologi- og kostnadsutvikling – fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs. Rapport 50/2012*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Musial, W., Spitsen, P., Beiter, P., Duffy, P., Marquis, M., Cooperman, A., Hammond, R. & Shields, M. (2021). *Offshore Wind Market Report: 2021 Edition*. Golder, CO: National Renewable Energy Lab. (NREL).
- Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A. & Nygaard, T. A. (2014). *Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective*. *Renewable energy*, 66: 714-728. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.017>.
- NHO. (2018). *Verden og oss. Næringslivets perspektivmelding 2018*: Næringslivets Hovedorganisasjon.
- Nielsen, J. S., Miller-Branovacki, L. & Carriveau, R. (2021). *Probabilistic and risk-informed life extension assessment of wind turbine structural components*. *Energies*, 14 (4): 821.
- Nordvik, S. (2019). *Installation of Anchors for Mooring System of Floating Wind Turbines*: NTNU.
- Norges Bank Investment Management. (2022). *Oljefondets markedsverdi*. <https://www.nbim.no/no/>: Norges Bank (lest 07.04.2022).
- NORWEP. (2022). *Honeymooning*. <https://www.norwep.com/technologies-solutions/honeymooning>: Norwegian Energy Partners (lest 21.03.2022).
- NRK. (2022). *Grønt lys for havvind – folk flest får milliardregning, frykter opposisjonen*. https://www.nrk.no/norge/gront-lys-for-utbygging-av-havvind-_ingen-hybridkabel-na-1.15847895: NRK (lest 13.05.2022).
- NVE. (2019). *Distansen til land og gjennomsnittsvinden påvirker også levetidskostnadene for vindkraft til havs. NVE: Kostnader havvind*. http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_15.pdf: NVE (lest: 08.05.2022)
- NVE. (2020). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020 – 2040. Mer fornybar kraftproduksjon gir mer væravhengige kraftpriser*: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Olauson, J., Edström, P. & Rydén, J. (2017). *Wind turbine performance decline in Sweden*. *Wind Energy*, 20 (12): 2049-2053.
- Olje- og energidepartementet. (2020). *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser (Meld. St. 36)*. Olje- og energidepartementet.
- Olje- og energidepartementet. (2020). *Vindkraft på land. Endringer i konsesjonsbehandlingen (Meld. St. 28)*. Olje- og energidepartementet.
- Olje- og energidepartementet. (2022). *Høyring av forslag til inndeling av dei opna områda i utlysingsområde for fornybar energiproduksjon til havs: Inndeling av dei opna områda i mindre*

- utlysingsområde*. Olje- og energidepartementet.
https://www.regjeringen.no/contentassets/6f7a46a7244d4f4cb5b27adcre759b53/hoyringsnotat_inndeling-av-dei-opna-omrada-i-mindre-utlysingsomrade.pdf: Regjeringen (lest 25.04.2022).
- Onsum, A. S. (2021). *Q4 2020*. <https://akeroffshorewind.com/wp-content/uploads/2021/07/aker-offshore-wind-q4-2020.pdf>: Aker Offshore Wind (lest 07.03.2022).
- Pantusa, D., Francone, A., & Tomasicchio, G. R. (2020). *Floating Offshore Renewable Energy Farms. A Life-Cycle Cost Analysis at Brindisi, Italy*. *Energies*, 13(22), 6150.
- Pakenham, B., Ermakova, A., & Mehmanparast, A. (2021). *A review of life extension strategies for offshore wind farms using techno-economic assessments*. *Energies*, 14(7), 1936.
- Pentland Floating Offshore Wind Farm. (u.å.). *Pentland Floating Offshore Wind Farm will test and demonstrate new technology solutions for floating offshore wind in Scotland*.
<https://pentlandfloatingwind.com>: Pentland Floating Offshore Wind Farm (lest 16.03.2022).
- Principle Power. (2021a). *Kincardine Offshore Wind Farm. Designing the largest floating offshore windfarm in the world*. <https://www.principlepower.com/projects/kincardine-offshore-wind-farm>: Principle Power (lest 30.03.2022).
- Principle Power. (2021b). *Kincardine Offshore Wind Farm. Designing the largest floating offshore windfarm in the world*. <https://www.principlepower.com/projects/kincardine-offshore-wind-farm>: Principle Power (lest 03.03.2022).
- Principle Power. (2021c). *WindFloat Atlantic. New giants at sea*.
<https://www.principlepower.com/projects/windfloat-atlantic>: Principle Power (lest 05.04.2022).
- Principle Power. (2021d). *KOWL: World's largest floating windfarm fully operational*.
<https://www.principlepower.com/news/kowl-worlds-largest-floating-windfarm-fully-operational>: Principle Power (lest 03.03.2022).
- Ranjbar, M. H., Nasrazadani, S. A., Zanganeh Kia, H. & Gharali, K. (2019). *Reaching the betz limit experimentally and numerically*. *Energy Equipment and Systems*, 7 (3): 271-278.
- Razdan, P. & Garrett, P. (2015). *Life cycle assessment of electricity production from an onshore V110-2.0 MW wind plant*. Aarhus, Denmark: Vestas Wind Systems.
- Regjeringen. (2012). *Samfunnsøkonomiske analyser. NOU 2012:16*. Finansdepartementet.
- Regjeringen. (2018). *Klimarisiko og norsk økonomi. NOU 2018: 17*. Finansdepartementet.
- Regjeringen. (2021). *Spørsmål og svar om vindkraft på land*.
<https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/landingssider/vindkraft-pa-land/sporsmal-og-svar>

- svar---vindkraft-pa-land/id2770374/?expand=all-in-group-2770376: Regjeringen (lest 21.03.2022).
- Regjeringen. (2022). *Pressemelding Kraftfull satsing på havvind*.
<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/kraftfull-satsing-pa-havvind/id2912297/>: Regjering (lest 11.05.2022)
- Revheim, P. P. (2018). *Hywind Tampen – Equinor i rute mot konkurransedyktig flytende havvind*.
<https://energiogklima.no/meninger-og-analyse/kommentar/hywind-tampen-equinor-i-rute-mot-konkurransedyktig-flytende-havvind/>: Energi og Klima (lest 14.03.2022).
- Rinaldi, G., Garcia-Teruel, A., Jeffrey, H., Thies, P. R. & Johanning, L. (2021). *Incorporating stochastic operation and maintenance models into the techno-economic analysis of floating offshore wind farms*. Applied Energy, 301: 117420.
- Rubert, T., McMillan, D., & Niewczas, P. (2018). *A decision support tool to assist with lifetime extension of wind turbines*. Renewable Energy, 120, 423-433.
- Scheu, M. N., Tremps, L., Smolka, U., Kolios, A., & Brennan, F. (2019). *A systematic Failure Mode Effects and Criticality Analysis for offshore wind turbine systems towards integrated condition based maintenance strategies*. Ocean Engineering, 176, 118-133.
- Seigneur, V. J. I., Bongrain, T., David, R., Bruder, O., Tennenhaus, S., Baratte, L. & Guillier, A. (2019). *The state of renewable energies in Europe. Edition 2019. 19th EurObserv'ER Report: EurObserv'ER*.
- Semar. (2022). *Honeymoorings: Dynamic Mooring Solution for Floating Wind Farms*.
<https://semar.no/honeymoorings/>: Semar (lest 21.03.2022).
- Seyr, H. & Muskulus, M. (2019). *Decision support models for operations and maintenance for offshore wind farms: a review*. Applied Sciences, 9 (2): 278.
- Shafiee, M., Brennan, F. & Espinosa, I. A. (2016). *A parametric whole life cost model for offshore wind farms*. The International Journal of Life Cycle Assessment, 21 (7): 961-975.
- Shafiee, M., & Animah, I. (2017). *Life extension decision making of safety critical systems: An overview*. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 47, 174-188.
- Sidelnikova, M., Weir, D. E., Groth, L. H., Nybakke, K., Stensby, K. E., Langseth, B., Fonneløp, J. E., Isachsen, O., Haukeli, I., Paulen, S.-L., et al. (2015). *Kostnader i energisektoren. Kraft, varme og effektivisering. Rapport nr 2/2015 del 1*: Weir, D. E. (red.): Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Siemens Gamesa. (u.å.). *A clean energy solution – from cradle to grave. Environmental Product Declaration SG 8.0-167 DD*. Energy, S. G. R. (red.).

- SINTEF, Aker Offshore Wind & Kunnskapsparken Helgeland. (2021). *Forstudie: leveransemodell for flytende havvind for leverandører fra Helgeland: Olje og gassklynge Helgeland*.
- Skeie, P., Steinskog, D. J. & Näs, J. (2012). *Fagutredning til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs. Fagutredning 1: Kraftproduksjon og vindforhold. Prosjektnummer 2202/RD-27: StormGEO AS & Norges Vassdrags- og Elektrisitetsdirektorat*.
- Smart, G., Smith, A., Warner, E., Sperstad, I. B., Prinsen, B., & Lacal-Arantequi, R. (2016). *IEA wind task 26: offshore wind farm baseline documentation (No. NREL/TP-6A20-66262)*. Golden, CO (United States): National Renewable Energy Lab.(NREL).
- Smith, G., Garrett, C. & Gibberd, G. (2015). *Logistics and cost reduction of decommissioning offshore wind farms*. Presented EWEA Offshore, 2015: 10-12.
- Spyroudi, A. (2021). *End-of-life planning in offshore wind: ORE Catapult*.
- SSB. (2022). *Konsumprisindeksen: Priskalkulator*. <https://www.ssb.no/kalkulatorer/priskalkulator>: Statistisk Sentralbyrå (lest 09.03.2022).
- Staffell, I. & Green, R. (2014). *How does wind farm performance decline with age?* Renewable energy, 0960-1481.
- Standard Norge. (2019). *Wind energy generation systems. Part 3-1: Design requirements for fixed offshore wind turbines*. NEK IEC 61400-3-1:2019: Standard Norge.
- Statnett. (2020). *Langsiktig markedsanalyse. Norden og Europa 2020–2050*: Statnett.
- Statnett. (2021). *Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050 - Oppdatering våren 2021*. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/2021-06-30-lma-oppdatering.pdf>: Statnett (lest 01.04.2022).
- Statoil. (2014). *Decommissioning program Sheringham Shoal*: Statoil.
- Stehly, T., Beiter, P. & Duffy, P. (2020). *2019 Cost of Wind Energy Review*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Stehly, T. & Duffy, P. (2022). *2020 Cost of Wind Energy Review. Technical Report. NREL/TP-5000-81209*. Golden, CO.: National Renewable Energy Laboratory.
- Tangerås, B.-T. & Tveiten, Å. S. (2018). *Hywind Tampen, project NPV calculation. With and without subsidies*. Stavanger, Norge: Universitetet i Stavanger.
- Taylor, M., Ralon, P. & Ilas, A. (2016). *The power to change: Solar and wind cost reduction potential to 2025*: International renewable energy agency (IRENA).

- Taylor, M., Ralon, P., Anuta, H. & Al-Zoghoul, S. (2021). *Renewable Power Generation Costs in 2020*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA).
- TEKNA. (2022). *Fire trender som vil prege morgendagens havvindindustri*.
https://www.tekna.no/kurs/innhold/fire-trender-som-vil-prege-morgendagens-havvindindustri/?utm_source=facebook&utm_medium=CPC&utm_campaign=dp_forankring_2022_c&fbclid=IwARi5YZ2X4lCkUnjhogKaglooKUO6eUWcWc3gUjUO_P2EYtHfBSCm62leZlA: TEKNA (lest 22.03.2022).
- The Crown Estate. (2012). *Offshore Wind Cost Reduction. Pathways Study*: The Crown Estate.
- The Crown Estate. (2019a). *The Crown Estate refines Round 4 leasing design in response to latest market feedback*. <https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/media-and-insights/news/2019-the-crown-estate-refines-round-4-leasing-design-in-response-to-latest-market-feedback/>: The Crown Estate. (lest 04.04.2022).
- The Crown Estate. (2019b). *Information Memorandum. Introducing Offshore Wind Leasing Round 4 (38255-TCE-DOC-016)*. <https://www.thecrownestate.co.uk/media/3378/tce-r4-information-memorandum.pdf>: The Crown Estate. (lest 04.04.2022).
- The Crown Estate. (2021). *An increase to lease terms, in line with market support for this approach, from 50, to 60 years, sufficient for two project cycles*: The Crown Estate.
- The Crown Estate Scotland & Catapult. (2018). *Macroeconomic Benefits Of Floating Offshore Wind In The Uk*: The Crown Estate Scotland & Catapult.
- The Maritime Executive. (2016). *First Offshore Wind Farm Decommissioning Complete*.
<https://www.maritime-executive.com/article/first-offshore-wind-farm-decommissioning-complete>: The Maritime Executive. (lest 04.04.2022).
- Thema Consulting. (2021). *Gjennomgripende endringer i energisystemet – en omverdensanalyse. Rapportnummer 2021-92*: Energi21.
- Topham, E. & McMillan, D. (2017). *Sustainable decommissioning of an offshore wind farm*. *Renewable energy*, 102: 470-480.
- TWI. (u.å.). *How long do wind turbines last? Can their lifetime be extended?* <https://www.twi-global.com/technical-knowledge/faqs/how-long-do-wind-turbines-last/#CantheirLifetimebeExtended>: TWI (lest 26.04.2022).
- Umoh, K. & Lemon, M. (2020). *Drivers for and barriers to the take up of floating offshore wind technology: a comparison of Scotland and South Africa*. *Energies*, 13 (21): 5618.
- US DOE. (2021). *Wind Turbines: the Bigger, the Better*. <https://www.energy.gov/eere/articles/wind-turbines-bigger-better>: U.S. Departement of Energy. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (lest 07.04.2022).

- Valpy, B., Hundleby, G., Freeman, K., Roberts, A. & Logan, A. (2017). *Future renewable energy costs: Offshore wind. 57 technology innovations that will have greater impact on reducing the cost of electricity from European offshore wind farms*: BVG Associates.
- VESTAS. (2021a). *Vestas launches the V236-15.0 MW to set new industry benchmark and take next step towards leadership in offshore wind*. <https://www.vestas.com/en/media/company-news/2021/vestas-launches-the-v236-15-0-mw-to-set-new-industry-be-c3283489#!NewsView>: VESTAS (lest 07.04.2022).
- VESTAS. (2021b). *Zero-Waste*. <https://www.vestas.com/en/sustainability/environment/zero-waste>: VESTAS (lest 10.04.2022).
- Visser, E. & Held, A. (2014). *Methodologies for estimating Levelised Cost of Electricity (LCOE): Implementing the best practice LCOE methodology of the guidance*. https://res-cooperation.eu/images/pdf-reports/ECOFYS_Fraunhofer_Methodologies_for_estimating_LCoE_Final_report.pdf (lest 10.05.2022).
- Vryhof Anchors BV. (2010). *Anchor manual 2010*. https://pdf4pro.com/amp/download?data_id=6ac27&slug=the-guide-to-anchoring-vryhof: Vryhof Anchors BV (lest 23.03.2022).
- Wiggelinkhuizen, E., Verbruggen, T., Braam, H., Rademakers, L., Xiang, J. & Watson, S. (2008). *Assessment of condition monitoring techniques for offshore wind farms*. *Journal of Solar Energy Engineering*, 130 (3).
- Wilkinson, M. (2014). *Long-term performance of wind farms*. EWEA Technical Workshop: DNV GL.
- Wind Europe. (2017a). *Floating Offshore Wind. Vision Statement. June 2017*: Wind Europe.
- Wind Europe. (2017b). *Repowering and lifetime extension: making the most of Europe's wind energy*: Wind Europe.
- Wind Europe. (2020). *What happens when wind turbines get old? New Industry Guidance Document for dismantling and decommissioning*. <https://windeurope.org/newsroom/press-releases/what-happens-when-wind-turbines-get-old-new-industry-guidance-document-for-dismantling-and-decommissioning/>: Wind Europe (lest 23.02.2022).
- Windfacts. (u.å.). *Electrical system*. <https://www.wind-energy-the-facts.org/electrical-system-7.html>: Wind Energy - The facts (WindFacts) (lest 12.04.2022).
- WindWorks Jelsa. (2021). *Prosjektbeskrivelse: Innspill til kommuneplan, Suldal Kommune. Etablering av industrianlegg på Berakvam for produksjon av betongfundamenter og montering av vindturbiner til flytende havvind*. Revisjon No. 1 utg.

- Winje, E., Hernes, S., Grimsby, G. & Jakobsen, E. W. (2019). *Verdiskapingspotensialet knyttet til utviklingen av en norskbasert industri innen flytende havvind. Menon-publikasjon nr. 69/2019*: Menon Economics.
- Wintle, J. & Sharp, J. (2008). *Requirements for Life Extension of Ageing Offshore Production installation. TWI Report 17554/1/08*: Petroleum Safety Authority Norway.
- Wiser, R., Jenni, K., Seel, J., Baker, E., Hand, M., Lantz, E. & Smith, A. (2016). *Forecasting wind energy costs and cost drivers: the views of the world's leading experts*: National Renewable Energy Laboratory (NREL) and International Energy Agency Wind (IEA Wind).
- Wiser, R. H., & Bolinger, M. (2019). *Benchmarking anticipated wind project lifetimes: Results from a survey of US wind industry professionals*. Berkeley, CA (United States): Lawrence Berkeley National Lab (LBNL),
- Yttervik, R. (2015). *Hywind Scotland - status and plans*. fra:
https://www.sintef.no/globalassets/project/eera-deepwind-2015/presentations/closing/rune-yttervik_statoil.pdf (Lest 02.03.2022).
- Zhang, J., Fowai, I. & Sun, K. (2016). *A glance at offshore wind turbine foundation structures*. Brodogradnja: Teorija i praksa brodogradnje i pomorske tehnike, 67 (2): 101-113.
- Østenby, A. M. (2019). *Dybde og kompliserte bunnforhold gjør havvind i Norge dyrere enn i Europa*. Teknologianalyser, 15/2019. Tilgjengelig:
https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_15.pdf: NVE. (lest 08.05.2022).
- Øvrebø, O.A. (2022) *Ingen havvind fra Nordsjøen før om ti års tid*. Tilgjengelig fra:
<https://energiogklima.no/nyhet/ingen-havvind-fra-nordsjoen-for-om-ti-ars-tid/>: Energi og Klima (lest 08.05.2022).

8 VEDLEGG

VEDLEGG METODE 2.1 LITTERATURSØK

Nettbasert litteratursøk. oppgavens første måned.

27.12.21:

- Google scholar: Offshore wind turbine life extension

28.12.21:

- Google scholar: Learning curve
- Google scholar: Shaping learning curve
- Google scholar: Learning curve energy
- Google scholar: Learning curve technology
- Google scholar: Learning curve wind power

29.12.21:

- Google scholar: Learning curve LCOE
- Google scholar: Learning curve LCOE wind turbine
- Google scholar: Learning curve LCOE wind power

01.01.22:

- Google scholar: Price evolution wind turbines
- Google scholar: Learning curve wind turbine
- Google scholar: Moores and Wrights law
- Google scholar: Factor wind turbine efficiency
- Google scholar: Wind turbine cost reduction

02.01.22:

- Google scholar: LCOE and WACC
- Google scholar: LCOE and WACC offshore

04.01.22:

- Google scholar: LCOE future
- Google scholar: LCOE prediction
- Google: Probability distribution functions
- Google: Probabilistic deterministic analysis / approach / data
- Google: Normal distribusjon, normalfordeling og standardavvik

05.01.22:

- Google scholar: Offshore wind turbine life extension
- Google scholar: Offshore operation and maintenance costs wind
- Google scholar: Life extension wind turbine extension
- Google scholar: Offshore wind turbine operation and maintenance
- Google scholar: LCOE offshore wind floating
- Google scholar: Pricing offshore wind floating
- Google: Investeringssteori

Vedlegg

- Google: Diskontert kontantstrømsmetode
- Google scholar: Konesjon havvind
- Lovdata: Havenergilova
- Lovdata: Havenergilovforskriften
- Google scholar: Performance degradation

06.01.22:

- Google scholar: Turbin balance of plant
- Google: Forskningsetiske retningslinjer
- Google: Eksplorerende design

07.01.22:

- Google scholar: Technology learning disruptive
- Google scholar: Learning curve disruptive
- Google scholar: Learning curve disruptive technology
- Google scholar: Fremdriftplan masteroppgave
- Google scholar: Lærekurve lineær logaritmisk

08.01.22:

- Google scholar: One-factor learning curves
- Google scholar: Two-factor learning curves
- Google scholar: Learning curves drivers cost reduction
- Google scholar: Experience curves to analyse
- Google scholar: Technology learning energy
- Google scholar: Technology learning transition
- Google scholar: Component based learning curves
- Google scholar: Learning curves offshore oil
- Google scholar: Experience curve drivers cost reduction
- Google scholar: Monte Carlo simulation

09.01.22:

- Google scholar: Cost driver wind turbines
- Google scholar: Wind farm costs
- Google scholar: Cost drivers wind turbines
- Google scholar: Offshore wind farm cost components
- Google scholar: Offshore wind turbine failure
- Google scholar: Operational strategies offshore wind turbine mitigate failure
- Google: IRENA calculate LCOE
- Google: IRENA distribution expenditures
- Google scholar: Deployment soft hard costs
- Google scholar: Cost dynamics photovoltaic deployment

10.01.22:

- Google scholar: Cost dynamics of wind power
- Google scholar: Mooring offshore floating wind
- Oria: offshore wind

Vedlegg

- Oria: offshore wind turbines

11.01.22:

- Oria: Floating offshore wind farms
- Google: Mooring offshore wind floating
- Google sensitivity analysis LCOE
- Oria: floating offshore wind turbines
- Oria: floating offshore lcoe
- Oria: offshore wind
- Oria: offshore wind farms
- Google: Lena Neij cost dynamics
- Google: Lena Neij experience curves
- Google: cost development in future technologies
- Oria: Learning curve
- Oria: learning curve energy

12.01.22:

- Oria: Sensitivity analysis
- Oria: Sensitivity analysis quantitative
- Google scholar: Sensitivity analysis
- Google scholar: Sensitivity analysis quantitative
- Google scholar: Sensitivity analysis technology
- Google scholar: Sensitivity scale
- Google scholar: Sensitivity scale energy
- Google: Markov model

14.01.22

- Google scholar: "Major Replacement Cost" offshore wind

18.01.22

- Google scholar: climate model simulation wind
- Google scholar: wind turbine accident failure
- Google scholar: Nielsen Offshore wind energy projects feasibility
- Google scholar: Wind turbine reliability data impacts on levelized cost of energy.

19.01.22:

- Google: IRENA Offshore Wind Outlook 2019

20.01.22

- Google: IRENA The power to change solar and wind cost reduction potential to 2025
- Google: IRENA Renewable energy technologies cost analysis series. Volume Power Sector Wind Power
- Google scholar: Learning Curve Analysis of Wind Power and Photovoltaics Technology in US Cost Reduction and the Importance of Research
- Google scholar: power generation costs in 2020 renewable IRENA

22.01.22

- Google scholar: Paris agreement

24.01.22

Forskningsspørsmål: Hvordan påvirkes lønnsomheten til flytende havvind når den kraftproduserende perioden forlenges?

Vedlegg

- Google scholar: Kostnader i energisektoren Kraft varme og effektivisering Norges vassdrag

25.01.22

- Google scholar: sensitivity analysis forecasting renewable
- Google scholar: Learning curves for emerging energy technologies
- Google scholar: sensitivity analysis renewable energy

26.01.22

- Google scholar: forecasting wind energy costs cost drivers the views of the world's leading experts
- Google scholar: Optimization of maintenance strategies for offshore wind farms A case study performed with the OMCE-Calculator

28.01.22

- Google scholar: Lena Neij
- Google scholar: Hirschman WB Profit from the learning curve
- Google scholar: Boston Consulting Group Perspectives on experience

31.01.22

- Google scholar: berg Havvind Strategisk konsekvensutredning
- Google scholar: Offshore wind assessment for Norway Westwood
- Google scholar: costs offshore wind floating
- Google scholar: bosch Global levelised cost of electricity from offshore wind
- Google scholar: tyler 2019 Cost of Wind Energy Review
- Google scholar: irena Renewable Power Generation Costs in 2020
- Google scholar: Wind turbine downtime and its importance for offshore deployment
- Google scholar: Component reliability ranking with respect to WT concept and external environmental conditions
- Google scholar: 2019 Cost of Wind Energy Review Technical Report NREL
- Google scholar: Forecasting wind energy costs and cost drivers the views of the world's leading experts
- Google scholar: Cost Reduction Potentials of Offshore Wind Power in Germany
- Google scholar: Modelling wind resources in climate change scenarios in complex terrains
- Google scholar: Current and Future Costs of Renewable Energy Project Finance Across Technologies

Vedlegg

VEDLEGG METODE 3.1 REGNEARKMODELL

År	Nåverdi LCOE	og 2025 Start produksjon	2028	2029 Kraftproduksjon start
År i analysen (år etter 2020, hvor 2020 settes som år 1)		6	9	10
Leveår i kraftproduserende anlegg				1
1. Kostnader				
1.1 Akkumulert installert effekt [MW]		1,4	5,8	8,1
1.2 Faste kostnader:				
1.21 CAPEX [NOK/MW]		-kr 3 240 863	-kr 19 320 307	
1.22 DECEX [prosent av CAPEX]				
1.3 Variable kostnader:				
1.31 OPEX [NOK/MW]				- 566 230
1.4 Total kostnader [NOK/MW]		-kr 3 240 863	-kr 19 320 307	-kr 566 230
2. Inntekter				
2.1 Kraftpris [NOK/MWh]				kr 412
2.2 Kapasitetsfaktor [%]				50 %
2.3 Tilgjengelighet [%]				97 %
2.4 Degraderingsfaktor [%]				0,90 %
2.5 Totale inntekter [NOK/MW]				kr 1 758 028
3. Kontantstrøm				
3.1 Kostnader [NOK_2020]		-kr 3 240 863	-kr 19 320 307	-kr 566 230
3.2 Inntekter [NOK_2020]				kr 1 758 028
3.3 Reell netto kontantstrøm før skatt [NOK_2020]		-kr 3 240 863	-kr 19 320 307	kr 1 191 799
4. Diskonteringsfaktor				
		0,79	0,70	0,68
5. Nåverdi [NOK/MW]	-kr 19 988 070	-kr 2 561 301	-kr 13 574 191	kr 805 136
5.1 Nåverdi CAPEX [NOK/MW]	-kr 30 265 525	-kr 2 561 301	-kr 13 574 191	kr -
5.2 Nåverdi OPEX [NOK/MW]	-kr 5 406 580			-kr 382 525
5.3 Nåverdi DECEX [NOK/MW]	-kr 751 709			
5.4 Nåverdi inntekter [NOK/MW]	kr 16 435 743			kr 1 187 661
6. LCOE [NOK/MWh]	kr 928			
6.11 Diskontert kostnader		- 2 561 301	- 13 574 191	- 382 525
6.12 Diskontert energiproduksjon				2 885
6.13 Nåverdi kostnader	-kr 36 423 813			
6.14 Nåverdi energiproduksjon	kr 39 243			
6.21 LCOE CAPEX [NOK/MWh]	kr 771	-kr 2 561 301	-kr 13 574 191	
6.22 LCOE OPEX [NOK/MWh]	kr 138			-kr 382 525
6.23 LCOE DECEX [NOK/MWh]	kr 19			

Forskningsspørsmål: Hvordan påvirkes lønnsomheten til flytende havvind når den kraftproduserende perioden forlenges?

Vedlegg

VEDLEGG METODE 3.1 LAVE OG HØYE YTRE VERDIER

AKKUMULERT INSTALLERT EFFEKT

Akkumulert installert effekt: lav og høy.

<i>Tabell 23 Lærekurver og akkumulert installert effekt</i>						
År	Lav installert GW	akkumulert effekt 100	Høy installert GW	akkumulert effekt 250	Beregningsgrunnlag: installert effekt i DNV scenario (DNV. (2021a)	Akkumulert
2020	0,1 GW		0,1 GW		0,1 GW	
2030	4 GW [B*(100/D)]		10 GW [B*(250/D)]		B = 11 GW	
2040	40 GW [C*(100/D)]		100 GW [C*(250/D)]		C = 105 GW	
2050	100 GW [D*(100/D)]		250 GW [D*(250/D)]		D = 264 GW	

LÆRERATE

Lav lærerate: baserer seg på verdier mellom 9 % til 10,5 % med kilder i tabell 24.

<i>Tabell 24 Lav lærerate</i>	
Lærerate	Kilde
Ekspertutvalg mener det nedre estimatet på læringsrate for landbasert vindkraft kan ligge rundt 10,5%.	(Wiser et al., 2016)
Bunnfast havvind har hatt en lærerate på 9,4% fra 2010 til 2020 og overføres til flytende.	(IRENA, 2021a, side 37)
Carbon Trust lave estimat ligger på 9%.	(Delay & Jennings, 2008)

Lav lærerate, tabell 24: Ifølge IRENA (2021, side 37) har bunnfast havvind hatt en lærerate på 9,4% fra 2010 til 2020 og dette brukes overført til flytende. NREL (Wiser et al, 2016) og IEA Wind (Smart et al, 2016) mener nedre estimerte læringsrate for LCOE for landbasert vindkraft ligger rundt 10,5%⁵, mens Carbon Trust (Delay & Jennings, 2008) estimerer lav til 9%. Det brukes mellomverdi på 10% på lav lærerate.

Høy lærerate: baserer seg på verdier mellom 14% til 21,5% med følgende kilder i tabell 25.

<i>Tabell 25 Høy lærerate</i>	
Lærerate	Kilde
DNV estimerer opp mot 21,5% på faste kostnader.	(DNV, 2021a)
Historisk landbasert 18 %.	(Dale et al., 2019)
Ekspertutvalg mener læreraten for landbasert vindkraft ligger i område 14-18%. Bruker øvre verdi.	(Wiser et al., 2016)

Høy lærerate, tabell 25: Fra DNV (2021c) *Energy Transition Outlook 2021: Technology Progress Report* beregnes LCOE til 20,5% basert på fig. 11 og projisert vekst side 13, mens NREL og IEA Wind sine eksperter mener vekstraten kan ligge opp mot 18% for landabsert vind og Multiconsults (Dale et al, 2019) samfunnsøkonomiske vurdering av Hywind Tampen forutsetter en 18% lærerate (Dale et al., 2019; Eriksen et al, 2021; Wiser et al, 2016). Det brukes verdi på 18% på høy lærerate.

⁵ hvor spennet er 10,5-18,6%

CAPEX

Lav CAPEX: Masteroppgave til Tangerås og Tveiten (Tangerås & Tveiten 2018, s. 54 og 91) estimerer CAPEX Hywind Tampen til 3,914 milliarder NOK₂₀₁₈⁶. Inflasjonsjustert blir total investering 4,1 milliarder NOK₂₀₂₀. Gradsoppgaven baserer egne beregninger på egne verdier som følge av:

1. Det er lite informasjon om hva kostnadene for Hywind Tampen er basert på og inkluderer.
2. Verdiene deres er blant annet basert på *Equinors* egne beregninger, men antar at kostnadene kan ha blitt redusert mellom beregningstidspunkt og faktisk installasjon.

Dette legges også til grunn i denne oppgaven.

Høy CAPEX: Med start kraftproduksjonen i 2029, baserer høy CAPEX seg på fremskrevne kostnadsbilder fra ulike historiske og fremtidige estimater. Dataen settes i Excel og det utarbeides kostnadskurver, gitt som trendlinjer. Fra dette hentes en forventet, gjennomsnitt CAPEX. Excel modellerer trendlinjer eksponentielt, lineært, logaritmisk, med polynom eller potens med ulike funksjoner, som vurderes ut fra troverdighet. Det blir en skjønnsmessig vurdering av utviklinger som flater «troverdig»⁷, uten raske eller uventede endringer.

For høy CAPEX er data i tabell 26 lagt til grunn.

Tabell 26 Høy CAPEX

Prosjekt	År	CAPEX NOK ₂₀₂₀ /MW	Kilde
Hywind demo	2009	218	(Revheim, 2018)
WindFloat Atlantic	2011	106	(Bjerkseter & Ågotnes, 2013)
Groix & Belle	2021	87	(EOLFI, u.å.)
Kincardine Offshore	2021	79	(Umoh & Lemon, 2020)
Windfarm			
TetraSpar Demo	2021	49	(FWE, 2020)
Hywind Tampen	2022	58	(Angell-Hansen & Zatschler, 2020; Revheim, 2018)
Hywind Scotland II	2024	41	(FWE, 2020)
Gicon SOF 5-6 MW	2025	41	(FWE, 2020)
Bretagne Sud	2025	24	(FWE, 2020)
Pentland Floating Offshore	2026	44	(Carmen, 2021; Pentland Floating Offshore
Wind Farm			Wind Farm, u.å.)
Dounreay Tri	2026	43	(FWE, 2020)
Dolphyn ERM full size demo	2026	40	(FWE, 2020)
Dolphyn ERM full scale	2033	24	(FWE, 2020)

⁶ Deres beregning viser totalt 3,66 milliarder NOK, men justeres opp i sammenligning med data fra litteraturstudie.

⁷ For «troverdig utflating» menes kostnader med et nedre nivå som reduseres med tid, men som ikke vil kunne gå under en «absolutt nedre selvkost». Denne nedre kostnaden er ukjent, men «troverdig utflating» forutsetter at den marginale kostnadsendringen utflater «noe» over investeringskostnader på null.

OPEX

Lav OPEX tar utgangspunkt i rapport «*Hywind Tampen – Samfunnsmessig virkninger*» utarbeidet av *Multiconsult, Thema* og *Future technology* på vegne av Equinor (Dale et al., 2019). Data er hentet fra figur 27, som viser antatt kostnadsreduksjonsbane for flytende havvind frem til 2030, hvor OPEX for 2020 avleses. Det festes tillit til rapporten, som er basert på en litteraturstudie, rettet mot norske kostnader og detaljert.

Avlest OPEX er tilnærmet lineær, hvor første og siste år er avlest, hhv. 2019 og 2030, slik vist i rapport (Dale et al., 2019) 27.

<i>Tabell 27 Lav OPEX</i>	
År [-]	OPEX [MNOK/MW]
2020	88
2030	68

Høy OPEX: Øvre grense forventet OPEX er basert på tallverdier fra NREL, The Crown Estate, Catapult og IRENA (Stehly & Duffy, 2022; Taylor et al., 2016; The Crown Estate Scotland & Catapult, 2018), satt i Excel for å utarbeide kostnadskurver, gitt som trendlinjer. Fra dette hentes en forventet, gjennomsnitt OPEX. Verdiene ligger betraktelig høyere enn basis og lav, med troverdige kilder. Inndata gitt i tabell 28.

<i>Tabell 28 Høy OPEX</i>				
Kilde	2018	2019	2025	2027
NREL (Stehly & Duffy, 2022)		118 \$ ₂₀₂₀ /kW/år		
Crown Estate og Catapult (The Crown Estate Scotland & Catapult, 2018)	120 £ ₂₀₁₇ /kW		115 £ ₂₀₁₇ /kW	110 £ ₂₀₁₇ /kW
IRENA (Taylor et al., 2016)		119 \$ ₂₀₂₀ /kW/år		

KAPASITETSFAKTOR

Lav kapasitetsfaktor: har samme kapasitetsfaktor som basis kapasitetsfaktor i 2029 scenario, hvor første kraftproduksjon oppstår. Det forutsettes lineær økt kapasitetsfaktor, hvor maksimal verdi settes til 59%, tilsvarende teoretisk maks effekt ihht Betz Lov.

Høy kapasitetsfaktor: Utgangspunkt i Hywind Scotland, hvor kapasitetsfaktor er målt til 54% de to første årene, samtidig som GE oppgir kapasitetsfaktor på 60-64% på deres havvindturbiner Samtidig økes kapasitetsfaktor fra 60% til 62% i 2040 (Equinor, 2021; GE Renewable Energy, 2022). IEAs *Offshore Wind Outlook 2019: World Energy Outlook Special Report* (IEA, 2019) har i utgangspunktet en lavere kapasitetsfaktor, men den lineære stigningen basert på estimer gir tilsvarende kapasitetsfaktor i 2049, rundt 70%. Denne er innenfor en vindturbin "praktiske grense" på 75 ihht Betz lov.

VEDLEGG 4.1 BASISSCENARIOENES KOSTNADSREDUKSJON, KOSTNADER OG INNTEKTER.

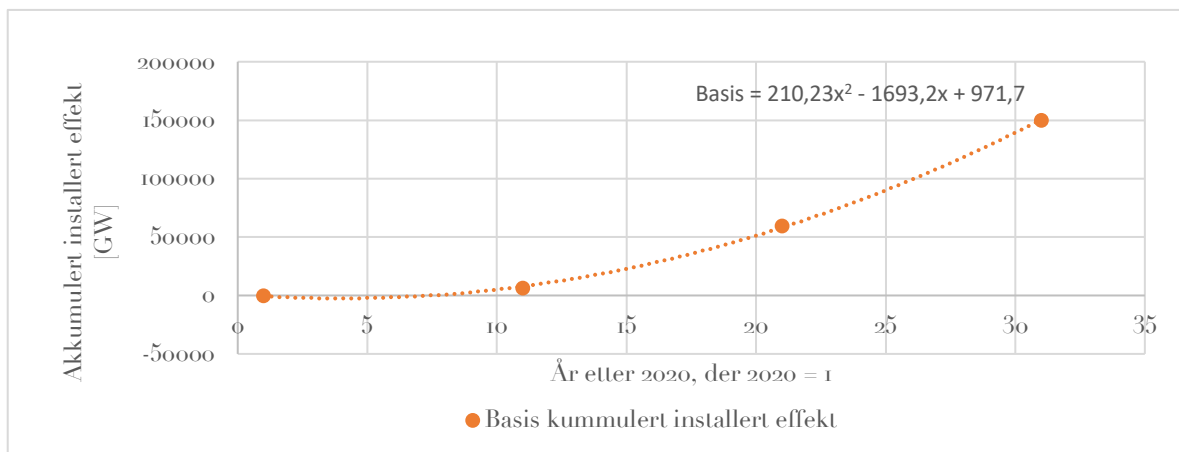
AKKUMULERT INSTALLERT EFFEKT

Grunnlaget for kostnadsreduksjon er den akkumulerte installerte effekten, takten den blir installert, og forventet kostnadsreduksjonen når effekten dobles. Fra DNVs estimerte 264 GW flytende havvind i 2050 lages forventet effekt i 2020, 2030, 2040 og 2050 med formel (3.6), som vist i tabell 29. For basisscenarioet forventes akkumulert installert effekt 150 GW i 2050. Kurven blir da:

Tabell 29 Lærekurver og akkumulert installert effekt

År	Akkumulert installert effekt	Beregningsgrunnlag: Akkumulert inst. effekt i DNV scenario (DNV, (2021a))
2020	0,1 GW	0,1 GW
2030	6 GW $[B \cdot (150/D)]$	$B = 11$ GW
2040	50 GW $[C \cdot (150/D)]$	$C = 105$ GW
2050	150 GW $[D \cdot (150/D)]$	$D = 264$ GW

Kurven i Excel gis som polynomfunksjon. Kurven har en negativ trend for år 10, men har troverdig utvikling fra og med år 10, hvor den ligger nært beregnede verdier for 2030, 2040 og 2050, som illustrert i figur 10. Av trendlinjen fremkommer forventet basis vekst $210,23x^2 - 1693,2x + 971,7$, der x er året 2020 og 2020 = 1. Dette gir forventet effekt overkant 5GW i 2029. Dette er lavere enn både DNVs estimat 11 GW (DNV, 2021a) og GWECs estimat 6,3 GW i 2030 (Lee et al, 2021). For å knytte teorien til empirien legges det til grunn en økning på 3 GW i alle scenarioene, hvor basis har 8 GW i 2029. Dette tilsvarer et nedrundet gjennomsnitt av DNV og GWECs verdier.



Figur 10 Akkumulert installert effekt

Endelig formel (4.1) for beregning av basis akkumulert installert effekt blir

$$210,23x^2 - 1693,2x + 971,7 + 3000 \quad (4.1)$$

Der x er årene etter 2021 og 2021 er år 1.

Forskningsspørsmål: Hvordan påvirkes lønnsomheten til flytende havvind når den kraftproduserende perioden forlenges?

Vedlegg

Med FORMEL (4.1) beregnes akkumulert installerte effekter for kostnadsberegninger i ulike år, hvor veksten er forventet lik for alle anleggene for første kraftproduksjon. For levetidalternativ 3 og 5 skiftes anleggene, slik at nye anlegg (repower) får lavere investering- og driftskostnader. Oppstilling tabell 30 viser forventet installert effekt i de aktuelle årene.

<i>Tabell 30 Akkumulert installert effekt</i>					
Akkumulert installert effekt. Alle anlegg for kraftproduksjon					
År	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029
Akkumulert installert effekt [GW]	1 381	2 421	3 881	5 762	8 063
Akkumulert installert effekt. Levetidalternativ 3: 30 år og skifter anlegg etter 15					
År	2 040	2 041	2 042	2 043	2 044
Akkumulert installert effekt [GW]	61 126	68 473	76 240	84 427	93 035
Akkumulert installert effekt. Levetidalternativ 5: 40 år og skifter anlegg etter 20					
År	2 045	2 046	2 047	2 048	2 049
Akkumulert installert effekt [GW]	102 064	111 513	121 382	131 672	142 383

Vedlegg

LÆRERATE

Basisscenarioet forventet lærerate ligger mellom 13 % og 16 %. For basis velges lærerate 15%.

Læreparamater beregnes etter formel $E = \frac{\log PR}{\log 2} (4.X)$, som gir $E = -0,23$.

Vedlegg

KOSTNADER

Kostnadsberegning av CAPEX og OPEX utføres med lærekurveformel $C(x) = C_0(x)^{-E}$ (3.6)

CAPEX

CAPEX beregnes fra Nærings- og fiskeridepartementets (Angell-Hansen & Zatschler, 2020) kostnadsestimater på 5127 MNOK, hvor den installerte effekten er 88 MW. Kostnaden for den installerte effekten blir $58,26 \frac{\text{MNOK}}{\text{MW}}$. Kraftproduksjonen starter i år 2029, hvor investeringskostnadene oppstår i årene 2025 til 2028 og fordeles med fordelingsnøkkel, slik det fremkommer i kapittel 3.7.1. For første investeringsår, hvor akkumulert installert effekt er 1,38 GW og 6% av investeringene kostnadsføres, blir investeringskostnaden:

$$\text{CAPEX}_{2025} = C_0(x_{2025})^{-E} * f_{2025} = 58,26 \frac{\text{MNOK}}{\text{MW}} * 1,4 \text{ GW}^{-0,23} * 6\% = 3,24 \frac{\text{MNOK}}{\text{MW}}$$

Kostnaden C_0 $58,26 \frac{\text{MNOK}}{\text{MW}}$ og læreparameter E 0,23 er konstante. I regnestykket for 2025 er akkumulert installert effekt x på 1,38 GW og fordelingsnøkkelen f på 6%. Disse verdiene endres og fremkommer av hhv. tabell 9 og kapittel (3.6)

Tabell 31, 32 og 33 viser resultat for alle år med CAPEX. Alle prosjekteralternativ vil få CAPEX i tabell 31, mens prosjekteralternativ 3 og 5 vil også få CAPEX slik det oppgis i hhv tabell 32 og 33.

Tabell 31 CAPEX i 2025 til 2028. Dette gjelder alle prosjektene								
År	2 025		2 026		2 027		2 028	
CAPEX								
$\left[\frac{\text{NOK}}{\text{MW}}\right]$ (udiskontert)	-kr	3 240 863	-kr	4 735 309	-kr	14 413 204	-kr	19 320 307

Tabell 32 CAPEX i 2040-2043. Aktuelt for prosjekteralternativ 3 med 30 år og to anlegg								
År	2040		2041		2042		2043	
CAPEX								
$\left[\frac{\text{NOK}}{\text{MW}}\right]$ (udiskontert)	-kr	1 332 623	-kr	2 162 712	-kr	7 170 285	-kr	10 295 331

Tabell 33 CAPEX i 2045-2048. Aktuelt for prosjekteralternativ 4 med 40 år og to anlegg								
År	2045		2046		2047		2048	
CAPEX $\left[\frac{\text{NOK}}{\text{MW}}\right]$ (udiskontert)	-kr	1 181 692	-kr	1 929 021	-kr	6 429 549	-kr	9 276 537

Forskningsspørsmål: Hvordan påvirkes lønnsomheten til flytende havvind når den kraftproduserende perioden forlenges?

Vedlegg

OPEX

Verdier fra rapport på norske forhold (Winje et al., 2019) er lagt til Excel for trendlinje., som gir formel $y = 0,0004x^2 - 0,0254x + 0,9487$. $OPEX_{2020}$ beregnes til $0,9237 \frac{\text{MNOK}}{\text{MW}}$ og lønnsomhetsberegningen utføres med formel for lærerate tilsvarende CAPEX, uten fordelingsnøkkelen f. Drifts- og vedlikeholdskostnader første år beregnes til $0,566 \frac{\text{MNOK}}{\text{MW}}$, som vist i utregning:

$$OPEX_{2029} = C_0(x_{2029})^{-E} = 0,92 \frac{\text{MNOK}}{\text{MW}} * 8,1 \text{ GW}^{-0,23} = 0,566 \frac{\text{MNOK}}{\text{MW}}$$

Anleggene forutsettes lik OPEX alle årene det er i drift, hvor repower vil gi anlegget ny OPEX. De årlige kostnadene for drift og vedlikehold vil være like for alle prosjektene i 2029; Alternativ 3 og 5 får repower i hhv 2045 og 2050, hvor kostnadene endres. OPEX (udiskontert) som inngår i beregningene er vist i tabell 34.

Tabell 34 OPEX		
Prosjekt	OPEX $\left[\frac{\text{NOK}}{\text{MW}} \right]$ (udiskontert)	
Alle prosjekter i 2029	-kr	566 230
Prosjektalternativ 3, med ny OPEX i 2045	-kr	312 263
Prosjektalternativ 5, med ny OPEX i 2050	-kr	283 763

DECEX

Avviklingskostnadene DECEX er satt mellom 3 og 9% av investeringskostnadene CAPEX, hvor mellomverdi 6% er valgt for basisscenario. Kostnaden fordeles utover de to påfølgende årene etter endt kraftproduksjon, som fremkommer av tabell 9 (5.7.3). For alternativ 1, 2 og 4 med ett anlegg er kostnaden lik, mens alternativ 3 og 4 skifter anlegg, hvor avviklingskostnader forløper to ganger. Andregangs avviklingskostnader vil være lavere enn opprinnelig avviklingskostnad som følge av lavere investeringskostnader ved repower. De avviklingskostnadene (udiskonterte) fremkommer av tabell 20.

Basis DECEX

Basis avviklingskostnad settes til 5% av investeringskostnadene. Dette er gjennomsnitt av de «moderate» kostnadene (Adedipe & Shafiee, 2021; BVG Associates, 2019; Chamberlain, 2016; Kaiser & Snyder, 2010; Maslin, 2019; Shafiee et al., 2016; Smith et al., 2015; Statoil, 2014). Resultatene av basis DECEX fremkommer i tabell 35.

<i>Tabell 35 DECEX</i>		
Levetid og utskiftingstakt	DECEX (udiskontert) [NOK/MW]	
20 år: et anlegg	-kr	2 502 581
30 år: et anlegg	-kr	2 502 581
30 år: to anlegg	-kr	3 760 238
40 år: et anlegg	-kr	2 372 298
40 år: to anlegg	-kr	3 631 589

Avviklingskostnadene er «teoretiske», hvor kostnader for 20, 30 og 40 års anlegg er sidestilt. I praksis kan det forventes at tid og kostnaden reduseres, slik at lengre levetid vil gi lavere avviklingskostnader (Austreng et al, 2016). Deres størrelsesorden er ikke klart. Det er valgt å holde kostnaden flat.

INNTEKTER

Inntektene er summen kraftpris, av tilgjengelighet, kapasitetsfaktor og degradering.

KRAFTPRIS

Kraftpriser baseres på data i tabell 7. Basis pris er gjennomsnitt kraftpris av høy (Statnett) og lav kraftpris (NVE) fra 2020 til 2040, hvor prisprognosene avsluttes. Fra år 2041 beregnes kraftprisen med årlig reduksjon 0,2%, hvor den i 2060 ikke har passert kraftprisen i 2022. Reduksjonen fremstår som realistisk. Årlig kraftpris i basis beregningsscenarioer fremkommer av tabell 36.

<i>Tabell 36 Kraftpris</i>												
Kraftpris [øre/kWh]												
År	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Kraftpris [øre/kWh]	405	470	415	419	418	416	414	412	410	411	412	413
Kraftpris [øre/kWh]												
År	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Kraftpris [øre/kWh]	414	416	417	418	419	420	431	430	429	428	427	426
Kraftpris [øre/kWh]												
År	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
Kraftpris [øre/kWh]	425	425	424	423	422	421	420	419	419	418	417	416
Kraftpris [øre/kWh]												
År	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069
Kraftpris [øre/kWh]	415	414	414	413	412	411	410	410	409	408	407	406

TILGJENGELIGHET

Tilgjengeligheten varierer mellom 95 og 97,5% og basis tilgjengelighet settes skjønnsmessig til 97%. Det velges høye verdier fordi vindturbiner blir mer driftsstabile, med systemer som overvåker og varsler feil, hvor nedetid forebygges og reduseres.

KAPASITETSFAKTOR

Kapasitetsfaktorer fra IRENA, IEA og BVG Associates gir trendlinjen og vekstfaktor $0,0062x - 12,075$, der x er året. Dette gir kapasitetsfaktor på 50% i 2029, 60% i 2045 og 64% i 2050. Utviklingen vises i tabell 37 og holder seg innenfor Betz «praktiske» lov.

Tabell 37 Kapasitetsfaktor

År	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Kapasitetsfaktor [%]	50 %	51 %	52 %	52 %	53 %	54 %	54 %	55 %	55 %	56 %	57 %

Kapasitetsfaktor fortsetter

År	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Kapasitetsfaktor [%]	57 %	58 %	59 %	59 %	60 %	60 %	61 %	62 %	62 %	63 %	64 %

DEGRADERING

Havvind er en umoden teknologi, men drar erfaring fra andre teknologier. Litteraturen er delt på det reelle effekttap som følge av degradering og spennet er stort. Det kan likevel forventes, etter hvert som havvind entrer markedet, at teknologien blir bedre og mer robust, samtidig som drift- og vedlikehold blir bedre. Dette gjør at det velges en lav degraderingsfaktor på 0,9%.

VEDLEGG 4.3 NÅVERDI OG LCOE

SCENARIO 1: 20 ÅR: ETT ANLEGG

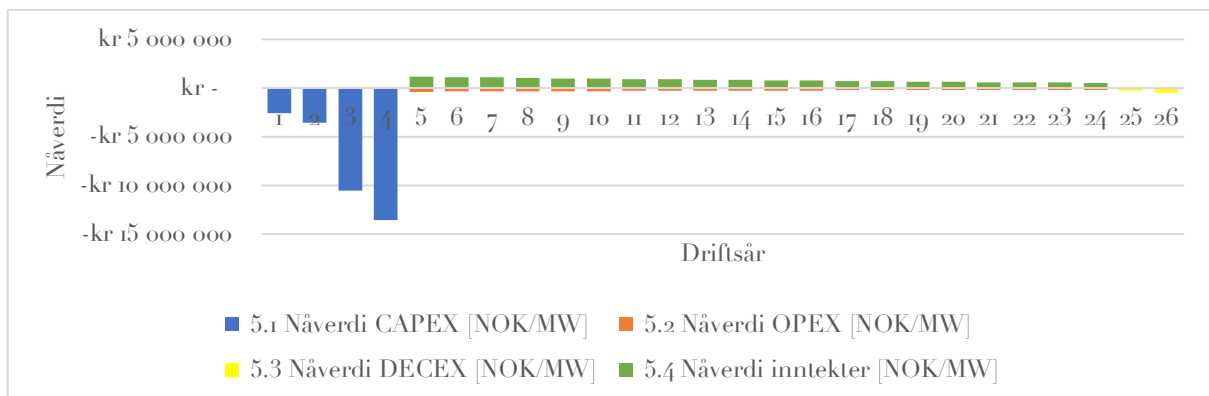
Tabell 38: I alternativ 1 er levetiden 20 år, med et anlegg som avvikles etter 20 års drift. Både nåverdi og LCOE viser negativ lønnsomhet, med nåverdi -20 MNOK per MW og LCOE på 928 NOK/MWh hvor energiproduksjonen er på 39 250 MWh/ året. Dette tilsier at prosjektet gir et investeringstap på 20 MNOK for hver installerte MW eller at produsenten betaler 928 NOK per MWh kraft som produseres (der kraftprisen ligger rundt 400 NOK/MWh).

Nåverdiens største post er CAPEX på 30 MNOK/MW. Dette er omtrent seks ganger større enn driftskostnaden OPEX på 5,5 MNOK/MW, mens DECEX utgjør kun en mindre andel på 0,75 MNOK/MW. Inntektene er på 16,5 MNOK/MW. Nåverdien er under halvparten av kostnadene, som gir negativ fortjeneste.

For LCOE er også CAPEX største post på 770 NOK/MWh, mens OPEX og DECEX ligger på hhv 138 NOK/MWh og 19 NOK/MWh.

Figur 11 viser den årlige kontantstrømmen og bekrefter at flytende havvind er kapitalkrevende, hvor kostnadene oppstår før kraftproduksjon og inntjening. Som følge av diskonteringen reduseres fremtidige kontantstrømmers nåverdi.

Tabell 38 Alternativ 1: Levetid 20 år og ett anlegg.				
Nåverdi. 20 år: et anlegg			LCOE. 20 år: ett anlegg	
Nåverdi [NOK/MW]	-kr	19 988 070	LCOE [NOK/MWh]	kr 928
Nåverdi CAPEX [NOK/MW]	-kr	30 265 525	LCOE CAPEX [NOK/MWh]	kr 771
Nåverdi OPEX [NOK/MW]	-kr	5 406 580	LCOE OPEX [NOK/MWh]	kr 138
Nåverdi DECEX [NOK/MW]	-kr	751 709	LCOE DECEX [NOK/MWh]	kr 19
Nåverdi inntekter [NOK/MW]	kr	16 435 743	LCOE energiproduksjon [MWh]	39 243



Figur 11 Nåverdi levetid 20 år: ett anlegg

SCENARIO 2: 30 ÅR: ETT ANLEGG

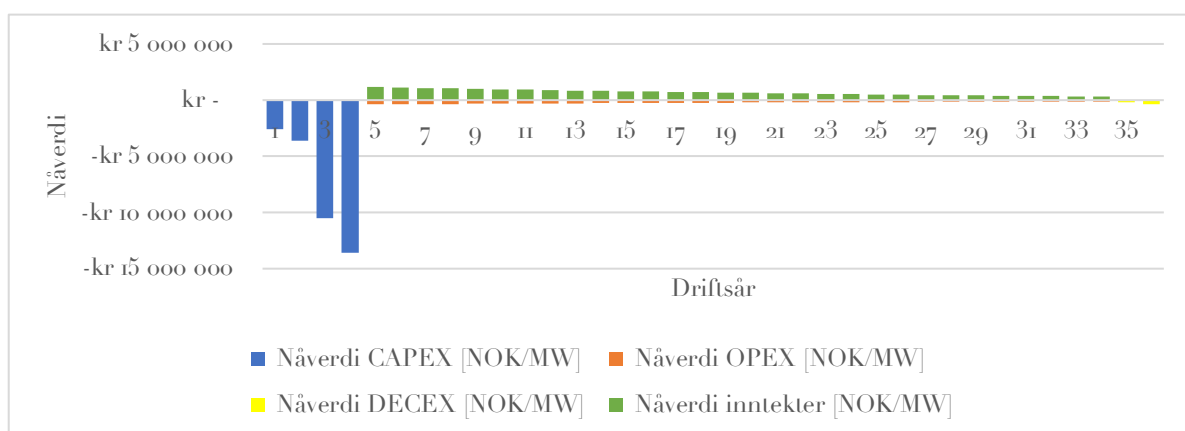
Tabell 39: Alternativ 2 trekker ut levetiden fra 20 til 30 år og driftes med retrofit, hvor anlegget er det samme i hele levetiden og avvikles etter 30 års drift. Nåverdien reduseres med 3 MNOK/MW som følge av levetidforlengelse til -17 MNOK/MW, mens LCOE reduseres med 162 NOK/MWh til 766 NOK/MWh (tabell 39)

Alternativ 1 og 2 har kun investeringskostnader i starttidspunktet, så CAPEX er lik for begge nåverdier. Lengre kraftproduksjon øker OPEX med 1,5 MNOK/MW til 6,9 MNOK/MW og inntektene med over 4 MNOK/MW til 20,5 MNOK/MW, mens endringene i DECEX er ubetydelig. Det gjøres ingen investeringer, men lengre levetid gir økt lønnsomhet, der kontantstrøm fra inntekter er større enn kostnadene.

Energiproduksjonen øker til 49 000 MWh/år, som reduserer LCOE CAPEX med omtrent 155 NOK/MWh til 616 NOK/MWh.

Forlenget levetid, kraftproduksjon og inntjeningsperiode har derfor positiv konsekvens der levetiden øker fra 20 til 30 år.

<i>Tabell 39 Alternativ 2: Levetid 30 år og ett anlegg</i>				
Nåverdi, 30 år: et anlegg			LCOE, 30 år: et anlegg	
Nåverdi [NOK/MW]	-kr	17 073 564	LCOE [NOK/MWh]	kr 766
Nåverdi CAPEX [NOK/MW]	-kr	30 265 525	LCOE CAPEX [NOK/MWh]	kr 616
Nåverdi OPEX [NOK/MW]	-kr	6 879 213	LCOE OPEX [NOK/MWh]	kr 140
Nåverdi DECEX [NOK/MW]	-kr	507 828	LCOE DECEX [NOK/MWh]	kr 10
Nåverdi inntekter [NOK/MW]	kr	20 579 001	LCOE energiproduksjon [MWh]	49 123



FIGUR 12 NÅVERDI LEVETID 30 ÅR: ETT ANLEGG

SCENARIO 3: 30 ÅR: TO ANLEGG

Tabell 40: I alternativ 3 er levetid 30 år, med to anlegg som driftes normalt. Første anlegg avvikles etter 15 år og erstattes med nytt anlegg med nye 15 års levetid (repower). Begge anleggene har en samlet levetid på 30 år, hvor anlegget avvikles i sin helhet etter 30 år.

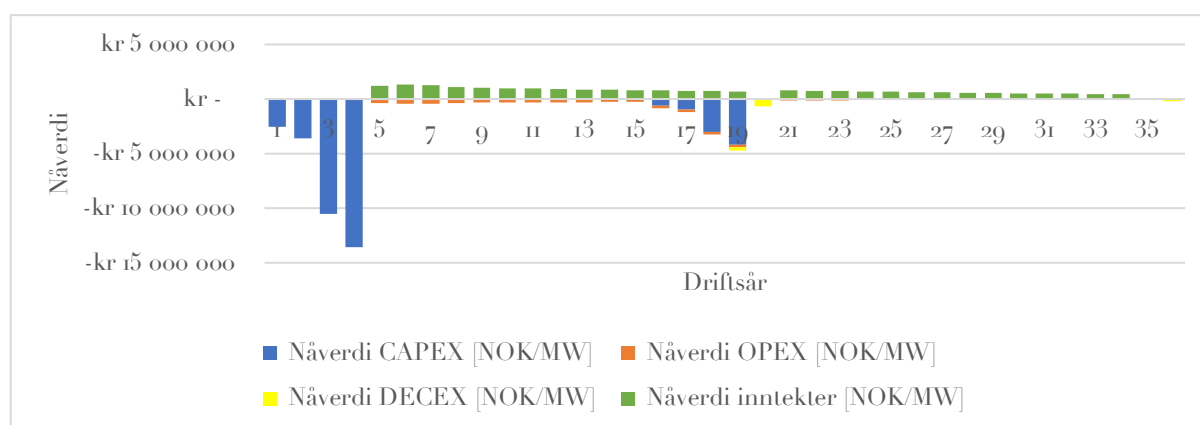
Negativ nåverdi øker med 3,5 MNOK/MW til 23,5 MNOK/MW i forhold til 20 års scenarioet og enda mer i forhold til 30 år med et anlegg, omtrent 6,5 MNOK/MW. LCOE reduseres med 106 NOK/MWh fra 20 år, men bare 56 NOK/MWh for 30 år og ett anlegg.

Nåverdiens inntekter øker med omtrent 6,5 MNOK/MW, mens kostnadene forbundet med nytt anlegg er nesten 9 MNOK/MW, som er høyere enn inntektene. DECEX bidrar til tap med økt 0,75 MNOK.

Figur 13 viser hvordan kostnadsreduksjonen og diskontering påvirker CAPEX, som viser at senere investeringskostnader er nesten en tredjedel av opprinnelig investering.

Tabell 40 Alternativ 3: Levetid 30 år og to anlegg

Nåverdi. 30 år: to anlegg			LCOE. 30 år: to anlegg		
Nåverdi [NOK/MW]	-kr	23 445 263	LCOE [NOK/MWh]	kr	822
Nåverdi CAPEX [NOK/MW]	-kr	39 025 414	LCOE CAPEX [NOK/MWh]	kr	694
Nåverdi OPEX [NOK/MW]	-kr	5 965 299	LCOE OPEX [NOK/MWh]	kr	106
Nåverdi DECEX [NOK/MW]	-kr	1 254 612	LCOE DECEX [NOK/MWh]	kr	22
Nåverdi inntekter [NOK/MW]	kr	22 800 062	LCOE energiproduksjon [MWh]		56
				253	



FIGUR 13 NÅVERDI LEVETID 30 ÅR: TO ANLEGG

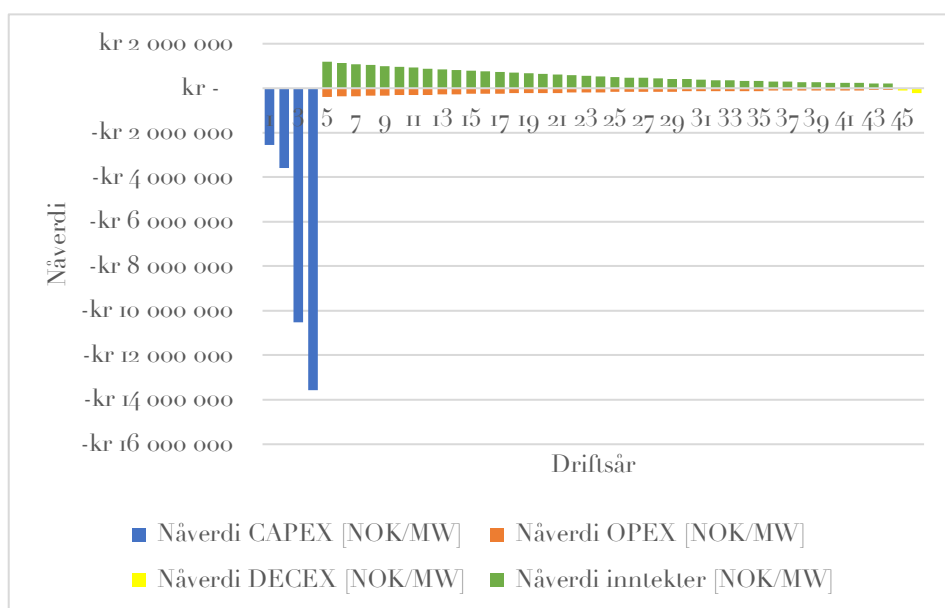
SCENARIO 4: 40 ÅR: ETT ANLEGG

Tabell 41: For alternativ 4 forlenges levetid ytterligere, til 40 år, med ett anlegg som driftes for levetidforlengelse (retrofit) og avvikles etter år 40.

Både nåverdi og LCOE reduseres, men forblir negative. Siden det kun er et anlegg holder CAPEX seg fast og utgjør en mindre andel av LCOE, også som følge av forlenget kraftproduksjon og inntjeningsperiode. Den negative nåverdien reduseres til sitt laveste på 15 MNOK/MW, mens LCOE er redusert med en fjerdedel forhold til 20 års alternativet til 694 NOK/MWh. Økt energiproduksjon har stort utslag på LCOE, mens økt levetid og inntekter har størst påvirkning for nåverdi.

Av figur 14 fremkommer konsekvensen av diskontering, der kontantstrømselementene reduseres betraktelig mot enden av anleggets levetid. Ved lønnsomhetsvurdering kan en lav fremtidig kontantstrøm være utslagsgivende for vurdering og beslutning.

Tabell 41 Alternativ 4. Levetid 40 år og ett anlegg				
Nåverdi. 40 år: ett anlegg			LCOE. 40 år: ett anlegg	
Nåverdi [NOK/MW]	-kr	15 283 213	LCOE [NOK/MWh]	kr 694
Nåverdi CAPEX [NOK/MW]	-kr	30 265 525	LCOE CAPEX [NOK/MWh]	kr 546
Nåverdi OPEX [NOK/MW]	-kr	7 874 072	LCOE OPEX [NOK/MWh]	kr 142
Nåverdi DECEX [NOK/MW]	-kr	325 443	LCOE DECEX [NOK/MWh]	kr 6
Nåverdi inntekter [NOK/MW]			LCOE energiproduksjon [MWh]	55
	kr	23 181 826		455



FIGUR 14 NÅVERDI LEVETID 40 ÅR: ETT ANLEGG

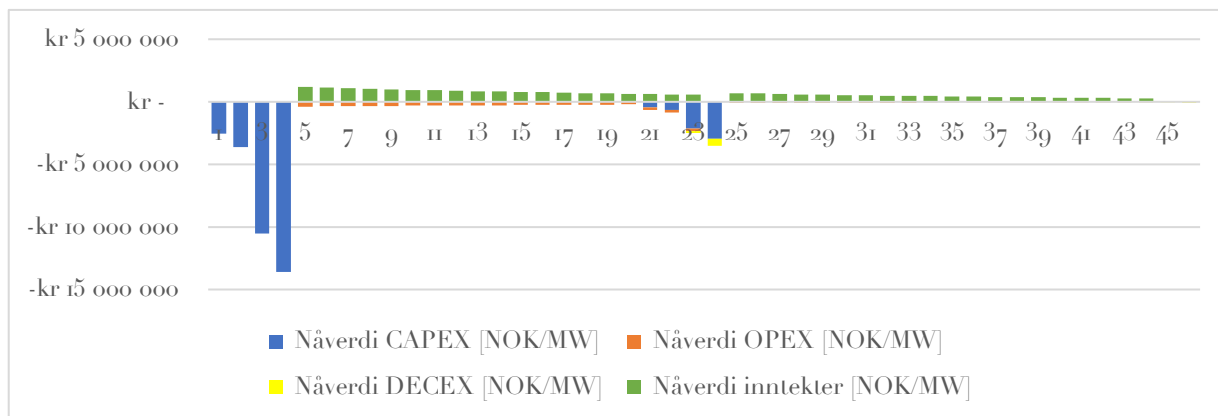
SCENARIO 5: 40 ÅR: TO ANLEGG

Tabell 42: Alternativ 5 har levetid 40 år og to anlegg som driftes normalt, hvor første anlegg avvikles etter 20 år og erstattes med nytt anlegg med 20 års levetid (repower). Begge anleggene har en samlet levetid på 40 år, hvor anlegget totalt avvikles etter år 40.

Anleggene fortsetter negativ nåverdi og LCOE, med nåverdi 18,5 MNOK/MW og LCOE på 714 NOK/MWh. Anleggene forbedrer lønnsomheten fra 20 års scenarioet, produserer mest energi og høyest inntekt av alle scenarioene, drevet frem av bedre teknologi, men inntektene overstiger ikke de økte kostnadene forbundet med investering i nytt anlegg.

Figur 15 viser at fornyet anlegg med økt kapasitetsfaktor og redusert degradering påvirkes av diskonteringen, som tas med lønnsomhetsvurderingen nevnt i scenario 40 år: ett anlegg.

Tabell 42 Alternativ 4. Levetid 40 år og to anlegg				
Nåverdi. 40 år: to anlegg			LCOE. 40 år: to anlegg	
Nåverdi [NOK/MW]	-kr	18 692 429	LCOE [NOK/MWh]	kr 714
Nåverdi CAPEX [NOK/MW]	-kr	36 479 409	LCOE CAPEX [NOK/MWh]	kr 595
Nåverdi OPEX [NOK/MW]	-kr	6 463 144	LCOE OPEX [NOK/MWh]	kr 105
Nåverdi DECEX [NOK/MW]	-kr	840 251	LCOE DECEX [NOK/MWh]	kr 14
Nåverdi inntekter [NOK/MW]	kr	25 090 376	LCOE energiproduksjon [MWh]	61 313



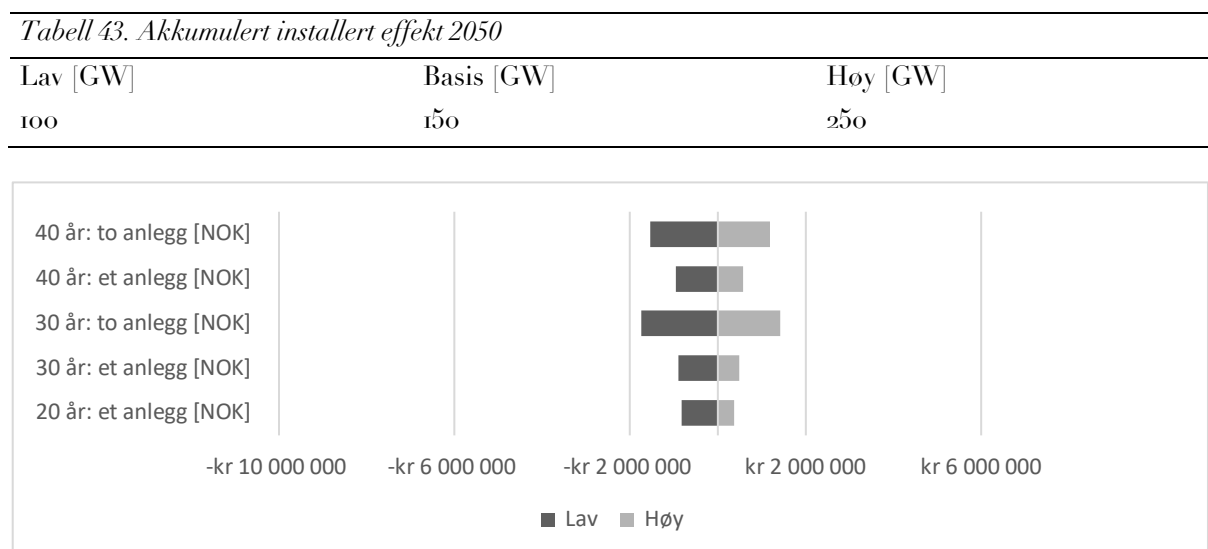
FIGUR 15 LEVETID 40 ÅR: TO ANLEGG

VEDLEGG 4.4 FØLSOMHETSANALYSE

FØLSOMHET AKKUMULERT INSTALLERT EFFEKT.

For utviklingen av akkumulert installert effekt lavt og høyt scenario legges DNVs 264 GW til grunn, tilsvarende basisscenario. For de lave estimatene antar Wind Europe 100-150 GW flytende havvind i 2050 (Freeman et al, 2019), mens IRENA antar at 5-15% av installert havvind på 1000 GW vil være flytende (IRENA, 2019; IRENA, 2021a). Dette utgjør 50-150 GW. Crown estate og Catapult har lagt til grunn 100 GW i 2050 (Crown Estate og Catapult, 2018). Fra dette velges 100 GW akkumulert installer effekt i 2050. For de høye estimatene legges DNVs (2021a) estimerte 264 GW til grunn, avrundet til 250 GW. Med disse verdiene utfylles akkumulert installert effekt i 2030 og 2040 i vedlegg 4.1 Basisscenarioenes kostnadsreduksjon, kostnader og inntekter som gir trendlinje med lav vekstkurve $140,15x^2 - 1128,8x + 647,83 + 3000$ og høy vekstkurve $350,38x^2 - 2822x + 1619,4 + 3000$ (lav og høy tillegges 3000, tilsvarende basisscenarioet).

Tabell 43 oppstiller lav, basis og høy, mens figur 16 viser følsomheten til akkumulert installert effekt.



Figur 16 Følsomhet nåverdi akkumulert installert effekt

Endringer i akkumulert installert effekt påvirker både CAPEX og OPEX, hvor figuren viser at:

- Total OPEX øker med forlenget levetid. Lavt eller høyt estimat vil endre kostnaden og dermed sluttverdien. Derfor ses en økning i prosjekter med et anlegg fra 20 til 30 og 40 år.
- Repower påløper også investeringskostnader for nytt anlegg. Dette kommer i tillegg til OPEX, slik at kostnaden for prosjekter med to anlegg blir OPEX og CAPEX. Som følge av kostnadsreduksjon vil denne kostnaden reduseres som følge med tid.
- Prosjekter med to anlegg vil ved repower få en lavere OPEX en prosjekt med et anlegg.

Reduksjon i nåverdien varierer mellom 1 og 2,2 MNOK/MW ved høyt akkumulert installert effekt, mens lavt estimat medfører tilsvarende tap. Kostnadsreduksjon som følge av høy akkumulert installert effekt alene kan ikke gi positiv nåverdi.

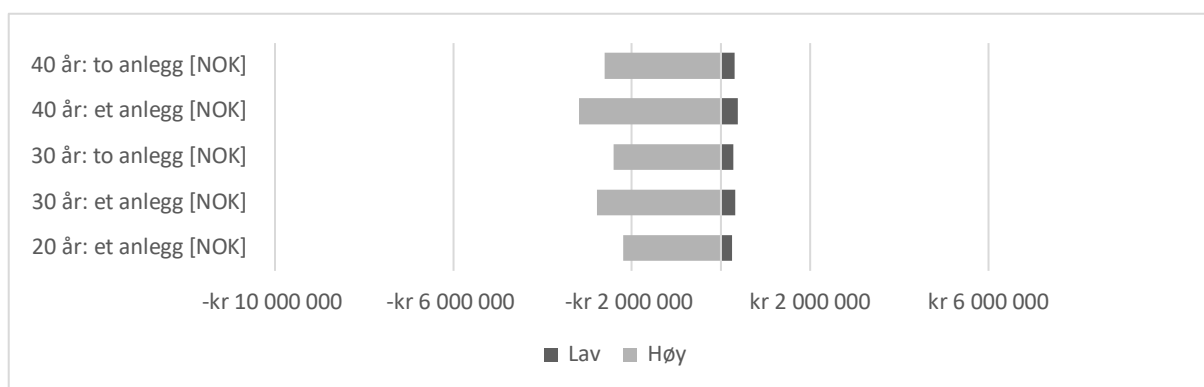
Forskningsspørsmål: Hvordan påvirkes lønnsomheten til flytende havvind når den kraftproduserende perioden forlenges?

FØLSOMHET OPEX

Lav OPEX er basert på *Multiconsults* rapport *Hywind Tampen – Samfunnsmessig virkninger*, mens høye verdier er gitt verdier fra *NREL*, *The Crown Estate*, *Catapult* og *IRENA*. Data gir lav trendlinje $0,0002x^2 - 0,0273x + 1,1895$ og høy trendlinje $-0,0026x + 1,2991$, hvor tabell 44 oppstiller lav, basis og høy, mens figur 17 viser følsomheten til OPEX. Det bemerkes at litteraturen har gitt en lav OPEX som ligger nært basis, mens høy avviker adskillig mer.

Tabell 44 OPEX

Lav [NOK/MW]	Basis [NOK/MW]	Høy [NOK/MW]
880 000 m/ utvikling	923 700 m/ utvikling	1 296 921 m/ utvikling
$v = 0,0002x^2 - 0,0273x + 1,1895$	$v = 0,0004x^2 - 0,0349x + 1,2802$	$v = -0,0026x + 1,2991$



Figur 17 Følsomhet nåverdi opex

OPEX endrer seg som følge av tid og anlegg, men skiller seg fra tidligere figurer og viser at:

- Når driftsperioden forlenges, øker OPEX.
- Å skifte anlegget (repower) i år 30 og 40 reduserer OPEX, hvor repower gir bedre lønnsomhet i forlenget levetid.

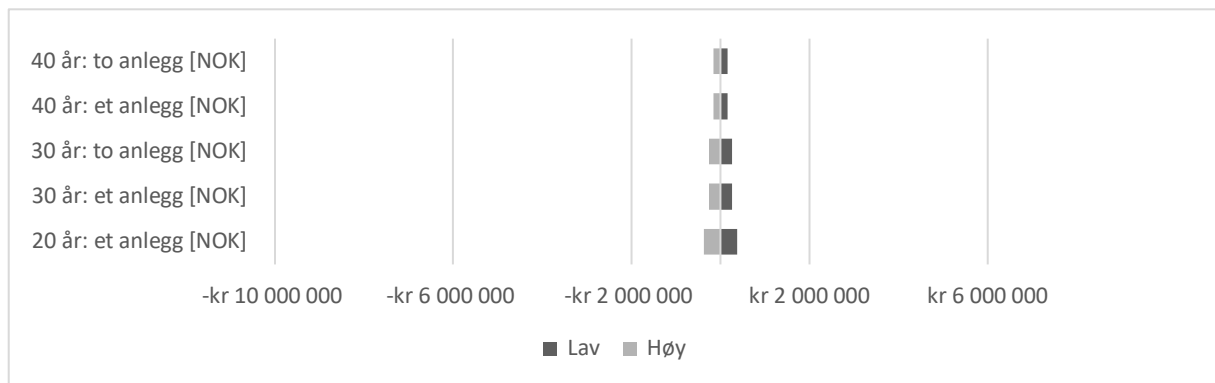
Lav OPEX skiller seg ikke mye fra basis og utgjør kun en reduksjon på 0,2 til 0,35 MNOK/MW. Hvis høy OPEX slår inn vil kostnaden øke med mellom 2 og 4,5 MNOK/MW. Kostnadsreduksjon som følge av lav OPEX er marginal og kan ikke alene gi positiv nåverdi.

FØLSOMHET DECEX

DECEX baserer seg på ulike kilder, varierende mellom 3 og 9%. Lav avviklingskostnad settes til 3% av investeringskostnadene. Dette er lavere verdier av de ytre, «moderate» kostnadene (Adedipe & Shafiee, 2021; BVG Associates, 2019; Chamberlain, 2016; Climate Change Capital, 2010; Maslin, 2019; Shafiee et al., 2016; Smith et al., 2015; Statoil, 2014; Topham & McMillan, 2017). Høy avviklingskostnad settes til 9% av investeringskostnadene. Dette er de høye verdier av de ytre, «moderate» kostnadene (Adedipe & Shafiee, 2021; BVG Associates, 2019; Chamberlain, 2016; Maslin, 2019; Shafiee et al., 2016; Smith et al., 2015; Statoil, 2014). Tabell 45 oppstiller valgt lav, basis og høy, mens figur 18 viser følsomheten til OPEX.

Tabell 45 DECEX

Lav [%]	Basis [%]	Høy [%]
3	6	9



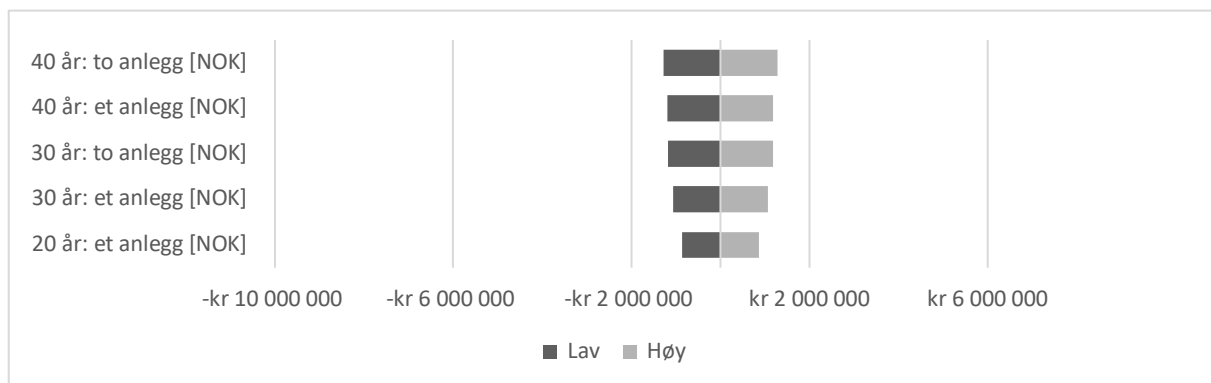
Figur 18 Følsomhet nåverdi decex

DECEX reduseres som følge av diskontering. Endringen i nåverdi er lik for høy og lav, fra 0,6 MNOK/MW til 0,35 MNOK/MW og er så marginal at den ikke alene ikke kan gi positiv nåverdi.

FØLSOMHET KRAFTPRIS

Lav kraftpris er fra *NVEs Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020 – 2040*, mens høy kraftpris er *Statnetts Langsiktig markedsanalyse. Norden og Europa 2020–2050*. Basis er gjennomsnitt av disse. Tabell 46 oppstiller valgt lav, basis og høy, mens figur 19 viser følsomheten til kraftprisen.

<i>Tabell 46 Kraftpris</i>		
Lav [NOK/MWh]	Basis [NOK/MWh]	Høy [NOK/MWh]
380 m/ utvikling	405 m/ utvikling	430 m/ utvikling



Figur 19 Følsomhet nåverdi kraftpris

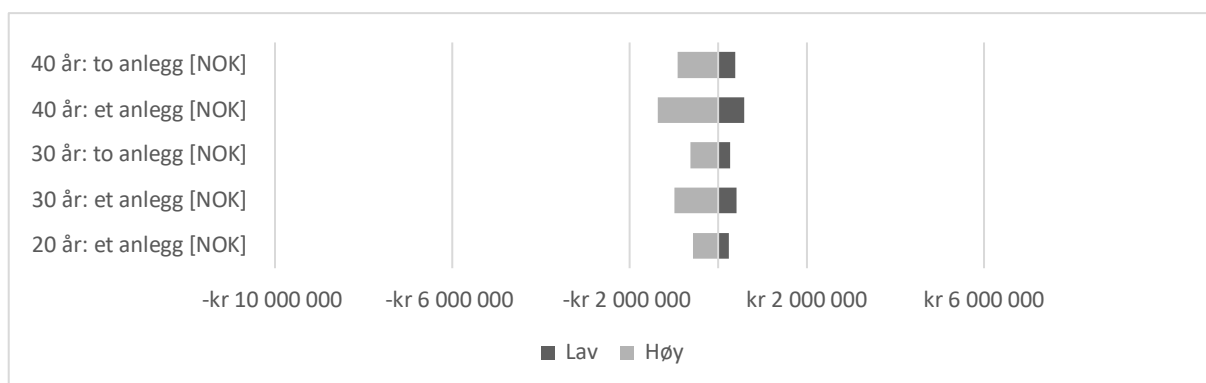
Kraftpris er gjennomsnitt av lav og høy kraftpris, slik at utslaget på økt eller tapt nåverdi er lik. Figuren viser at lengre levetid med lengre kraftproduksjon øker utslaget på nåverdien, mens repower forbedrer teknologi og tilbakestiller degradering, slik at anleggets kraftproduksjon øker, med ytterligere utslag på nåverdien. Økt kraftpris endrer nåverdien mellom 1,1 og 1,8 MNOK/MW og vil alene ikke gi positiv nåverdi.

FØLSOMHET DEGRADERINGSFAKTOR

Degenereringsfaktor fastsettes skjønnsmessig. De fleste undersøkelser av kapasitetsfaktor er avgrenset til anleggenes tidligere år, hvor tapet er mindre, for å øke i senere fase av anleggets levetid. Det velges en lav degenereringsfaktor på 0,6%. Denne er høy i forhold til en del undersøkelser, men forsøker å kompensere for senere tap som ikke nødvendigvis er inkludert i tidligere undersøkelser og korresponderer med effekttap i gassturbiner som vedlikeholdes. Høy degenereringsfaktor settes til 1,6% på bakgrunn av Staffell & Green (2014), en gjengangsreferanse i senere publikasjoner på effekttap i vindturbiner.

Tabell 47 oppstiller valgt lav, basis og høy, mens figur 20 viser følsomheten til kraftprisen.

<i>Tabell 47 Degraderingsfaktor</i>		
Lav [%]	Basis [%]	Høy [%]
0,6	0,9	1,6

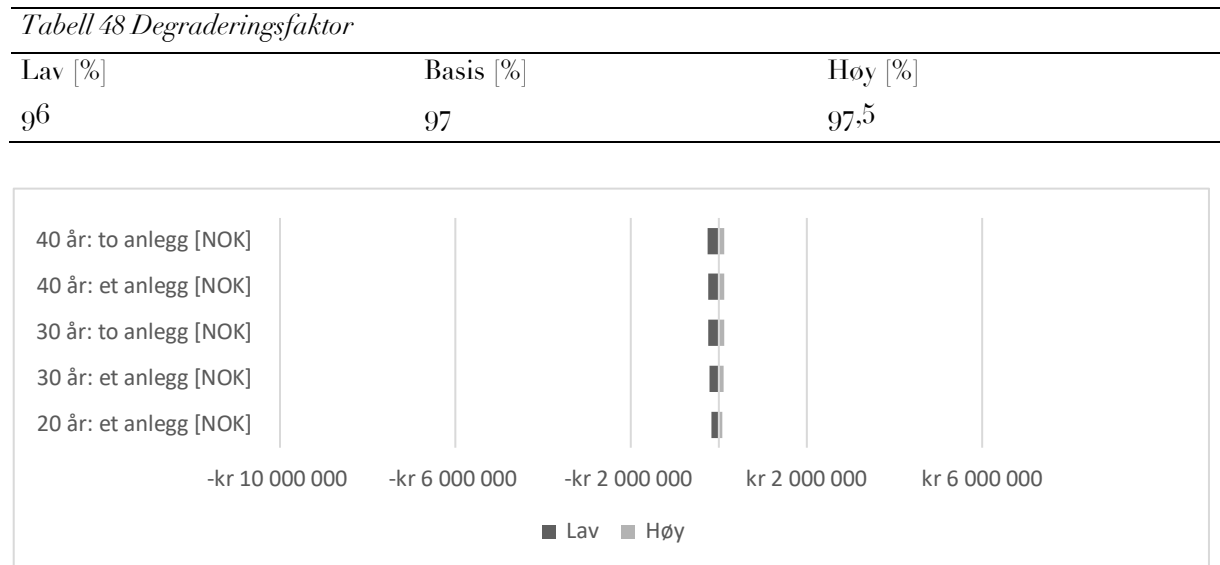


Figur 20 Følsomhet nåverdi degraderingsfaktor

Bruk, slitasje og naturkrefter reduserer og degraderer anlegget, som akkumuleres over tid. Degraderingen er modellert lineært, hvor nåverdien reduseres fra 0,75 MNOK/MW ved år 20 til 2,2 MNOK/MW i år 40 for prosjekter med ett anlegg. Investering i repower nullstiller degradingen, slik at effekten på nåverdien reduseres. Økt degrading forbedrer nåverdien mellom 0,75 og 2,2 MNOK/MW og vil alene ikke gi positiv nåverdi.

FØLSOMHET TILGJENGELIGHET

Vindkraft forventer bedre teknologi, robuste løsninger og effektivisert drifts- og vedlikeholdsarbeid og rutiner. Fordi tilgjengelighet er høy, mellom 95 og 97,5, er variasjonene mellom lav, basis og høy liten, hvor tabell 48 oppstiller skjønnsmessig valgte verdier, mens figur 21 viser følsomheten til tilgjengelighet.



Figur 21 Følsomhet nåverdi tilgjengelighet

Undersøkelsen viser at vindturbinens tilgjengelighet har liten konsekvens for nåverdien. Høy tilgjengelighet øker nåverdien mellom 0,1 og 0,2 MNOK/MW, stigende over levetiden. En lavere tilgjengelighet reduserer nåverdien mellom 0,2 og 0,4 MNOK/MW. Kostnadsreduksjon som følge av høy tilgjengelighet er derfor marginal og kan ikke alene gi positiv nåverdi.



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway