



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2020 30 stp
Handelshøyskolen, NMBU (HH)

Nytte/kostnadsanalyse (NKA) av å flytte all fremtidig norsk landbasert vindkraft 2020-2040 til havs

A Cost/benefit - analysis of moving all future
Norwegian onshore wind power 2020-2040 offshore

Thomas Igelkjøn
Fornybar Energi

Forord

Med denne masteroppgaven markerer jeg slutten på min utdanning og tid ved NMBU. Det er vanskelig å sette ord på hva jeg føler, men jeg kan med all oppriktighet si at jeg er klar for å komme meg videre. Etter en svært vanskelig og krevende periode vil jeg først og fremst gi en stor takk til min familie og nærmeste venner for å ha stilt opp for meg da jeg trengte det som mest.

Jeg vil rette en stor takk til min veileder, Ståle Navrud, for en god støtte og veiledning i denne perioden. Jeg vil også takke Ann Myhrer Østenby (NVE) for gode innspill og hjelp med oppgaven. Tiden min på Ås har vært lærerik og morsom. Jeg setter stor pris på alle gode minner og ikke minst alle de gode vennene jeg har fått. En stor takk til dere alle.

Begrepsforklaring:

CBA (Cost/benefit analysis) = Nytte/kostnadsanalyse

CE (Choice Experiment) = Valgekspériment

CV (Contingent Valuation) = Betinget verdsetting

KPI = Konsumprisindeksen

KU = Konsekvensutredning

LCOE (Levelized Cost of Energy) = Energikostnaden

MW = Mega Watt

NKA = Nytte/kostnadsanalyse

NNV = Netto nåverdi

NPV = Net present value

SN1 = Sørilige Nordsjø 1

SN2 = Sørilige Nordsjø 2

TWh = Terra Watt timer

VT (Value Transfer) = Verdioverføringsstudiet

WTP = Betalingsvillighet

Sammendrag

Hovedformålet med masteroppgaven har vært å undersøke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av offshore vindkraftutbygging i Norge i dag, som alternativ til en fremtidig landbasert utbygging med samme kapasitet. Referansealternativet (Alt.0) går ut på å bygge 15 TWh vindkraft på land, mens prosjektoalternativene er bunnfast (Alt.1) eller flytende (Alt.2) vindkraftutbygging med tilsvarende produksjon innenfor tiltaksområdene Sørliche Nordsjø 1 og 2 (SN1 og SN2). En samfunnsøkonomisk analyse (Nytte-kostnadsanalyse – NKA) er gjennomført med beregning av netto nåverdi for Alt.1 og Alt.2, basert på verdsetting av samlede nytte- og kostnadsvirkninger for både markedsgoder og ikke-markedsgoder, samt vurdering av ikke-prissatte virkninger. For å verdsette virkninger på ikke-markedsgoder i form av unngåtte landskapsestetiske effekter ved å flytte landbasert vindkraft til havs, er det gjennomført en verdioverføring fra tidligere verdsettingsstudier ved landbasert vindkraft.

Vurdering av teknologiske forutsetninger, økonomisk egnethet og antatte kostnader av en utbygging til havs er basert på rapporter og utredninger gjort av NVE. De antatte miljøeffektene av en offshore utbygging er basert på en strategisk konsekvensutredning av NVE i 2013, samt relevante verdsettingsstudier for å vurdere virkningene på interessegruppers bruksverdi og ikke-bruksverdi av landskapsestetiske effekter av vindkraft. Det er relativt stor usikkerhet ved en fullskala vindkraftutbygging til havs, men følgende basisforutsetninger for bunnfast og flytende vindkraft ble lagt til grunn. For å oppnå en produksjon av 15 TWh, med en brukstid på ca. 4336 timer måtte det bygges ut 3465 MW kapasitet til havs for begge alternativer.

- Bunnfast vindkraft (Alt.1) fikk en $NNV_1 = -51, 46 \text{ mrd. kr (2020-kr)}$.
- Flytende vindkraft (Alt.2) fikk en $NNV_2 = -153 \text{ mrd. kr (2020-kr)}$.

Resultatene fra denne NKA viser at det med god margin ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut bunnfast eller flytende vindkraft innenfor tiltaksområdene Sørliche Nordsjø 1 og 2, til erstatning for tilsvarende fremtidig produksjon fra landbasert vindkraft (0.Alt). Selv når de unngåtte landskapsestetiske effektene av havbasert vindkraft er inkludert. Alt.1 bunnfast vindkraft er det minste samfunnsøkonomiske ulønnsomme alternativet for en offshore utbygging, selv om det vurderes å ha større kostnadsvirkninger på petroleumsvirksomhet, skipstrafikk og dyreliv under anleggsfasen. Følsomhetsanalysen viser at de faktorene som har størst effekt på lønnsomheten er antall turbiner (installert effekt) og kostnader ved investering og drift og vedlikehold.

Abstract

The main objective with this master thesis is to investigate the cost-benefit of offshore wind power development today in Norway, as an alternative to onshore wind power with the same capacity. The reference alternative (0.Alt) is to build 15 TWh production on land, while the project alternatives is bottom-fixed (Alt.1) or floating (Al.2) wind power with equal production within Sørilige Nordsjø 1 and 2. A Cost-benefit analysis (CBA) is conducted to estimate the net present value (NPV) of Alt.1 or Alt.2 based on valuation of total costs and benefit effects from goods with or without marked value, in addition to the value of non-marked impacts. To value the effects on non-marked goods, as avoided impacts on land aesthetics, a Value Transfer study (VT) is conducted based on former primary valuation studies of externalities by onshore and to a less degree offshore.

The evaluation of technological assumptions, economical suitability and assumed costs of an offshore wind power is based on reports conducted by NVE. The environmental impacts are based on a strategic environmental impact assessment (EIA) by NVE 2013 and previous valuation studies to assess interest groups use and non-use values of aesthetical effects from onshore. There is a relative high uncertainty from at large wind power development at sea, nevertheless the following assumptions for bottom-fixed and floating wind power was the basis to achieve a production of 15 TWh. A capacity of 3465 MW, with full-load hours of 4336.

- Bottom-fixed wind power (Alt.1) with a **NPV₁ = -51,46 billion.kr (2020-kr)**.
- Floating wind power (Alt.2) with a **NPV₂ = - 153 billion.kr (2020-kr)**.

The results from the CBA concludes that is not socioeconomical to build bottom-fixed or floating wind power within Sørilige Nordsjø 1 and 2, instead of an equally large production on land (0.Alt). Regardless if the avoided effects on land aesthetics are included. Alt. 1, bottom-fixed is the least unprofitable socioeconomical alternative of an offshore development in Norway. Even though Alt.1 is regarded to have the largest negative impact on petroleum industry, shipping traffic and marine biodiversity during the construction phase. From the sensitivity analysis are there two main factors that effects NPV of the alternatives. The quantity of turbines (total capacity), investment costs and operation and maintenance costs.

Innholdsfortegnelse:

Sammendrag	IV
Abstract	V
1.0 – Introduksjon:	1
1.1 – Bakgrunn	1
1.2 – Problemstilling	3
1.3 – Forskningsspørsmål.....	3
1.4 – Landbasert og offshore vindkraft i Norge frem til i dag	4
2.0 – Metode og teori:	6
2.1 – Velferdsøkonomisk teori (nytte)	6
2.2 – Samfunnsøkonomisk analyse (SØA)	6
2.2.1 – Nytte/kostnadsanalyse (NKA).....	7
2.3 – Verdsetting av miljøkvalitet og økosystemtjenester:	11
2.3.1 - Verdioverføring (VT).....	13
2.3.2 - Verdioverføringsteknikker	15
2.4 – Miljøvirkninger av vindkraftutbygging.....	16
2.4.1 – Litteraturstudiet	17
3.0 – Dagens situasjon:	20
3.1 - Landbasert vindkraft i Norge	20
3.2 – Offshore vindkraft internasjonalt:	23
3.3 – Offshore vindkraft i Norge:	24
3.3.1 – Forutsetninger for offshore vindkraft i Norge.....	26
3.5 – Teknologi	29
3.1.1 – Landbaserte vindturbiner.....	30
3.1.2 – Offshore vindturbiner:	31
3.6 – Kostnader	33
3.2.1 – Landbasert vindkraft i Norge	35
3.2.2 – Offshore vindkraft i Norge	36
4.0 – Resultat:	37
4.1 – Unngåtte miljøskader ved å flytte vindkraft til havs	37
Trinn 1 – Identifisering av miljøendring på beslutningsstedet.....	38
Trinn 2 – Identifisere den berørte populasjonen på beslutningsstedet	38
Trinn 3 – Litteraturgjennomgang av relevante primærstudier	38
Trinn 4 – Gjennomgang av utvalget primærstudier (relevans/kvalitet)	39
Trinn 5 – Velg og oppsummer tilgjengelig data fra utvalgt verdsettingsstudie	40

Trinn 6 – Overføre verdierestimatet fra primærstudiet til beslutningssted	40
Trinn 7 – Beregning av den totale nytten for den berørte befolkningen	41
Trinn 8 – Vurdering av usikkerhet og akseptabel overføringsfeil	42
4.2 – Nytt/kostnadsanalyse av offshore vindkraft	43
Trinn 1 – Prosjektdefinisjon	44
Trinn 2 – Identifisere og beskrive relevante prosjekteralternativer	45
Trinn 3 – Prissatte virkninger (markeds-goder)	47
Trinn 4 – Ikke-prissatte virkninger (Ikke-markeds-goder).....	48
Trinn 5 – Vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet (Netto nåverdi).....	51
Trinn 6 – Gjennomføre usikkerhetsanalyser (følsomhetsanalyse).....	53
Trinn 7 – Beskrive fordelingsvirkninger	59
Trinn 8 - Anbefaling.....	60
5.0 – Diskusjon:	61
6.0 – Konklusjon:.....	64
Referanseliste:.....	66

Figuroversikt

Figur 1: Utviklingen av installert effekt i Norge frem til i dag (Weir & Aksnes, 2018).....	4
Figur 2: Utviklingen i årlig vindkraftproduksjon frem mot 2018 (NVE, 2019d)	5
Figur 3: Oversikt av verdsettingsteknikker for prissatte og ikke-prissatte goder.	12
Figur 4: Miljøpåvirkninger fra utbygging av én vindturbin (Lindhjem et al., 2019).	17
Figur 5: Eksisterende og fremtidig vindkraftutbygging i Norge (NVE, 2019a)	21
Figur 6: Utbyggingsscenarioer av norsk vindkraft frem mot 2040 (Veie et al., 2019).	22
Figur 7: Offshore vindkraftkapasitet frem mot 2017, kilde IEA.	23
Figur 8: Lokaliseringen av Norges første, flytende vindturbin, kile NVE (Temakart).....	24
Figur 9: En hypotetisk representasjon av Hywind Tampen (Equinor, 2019).....	25
Figur 10: Norske vindressurser- og havdybder, kilde NVE.....	26
Figur 11: Utviklingstrend for den norske kraftprisen (Gogia et al., 2019).....	27
Figur 13: En vindturbins effektkurve og komponenter (NVE, 2019b).....	29
Figur 14: Utvikling av onshore vindturbin, kilde (Viseth, 2019).....	30
Figur 15: Dagens teknologiløsninger for bunnfast og flytende (Kausche et al., 2018).	31
Figur 16: En oversikt av prosjektlivsløpets faser (Finansdepartement, 2019).....	33
Figur 17: Lokalisering av Sørliche Nordsjø 1 og 2 (Stenshorne B et al., 2013).....	44
Figur 18: Identifiserte virkningene i SN1 og SN2 (Stenshorne B et al., 2013).	49
Figur 19: Oversikt av operative oljefelt i Nordsjøen (OECD, 2019).	49
Figur 20: Pluss/minus – metoden og konsekvensvifta (DFØ, 2018; NOU 2012: 16)	50
Figur 21: Følsomhetsanalyse av ulike faktorer i netto nåverdi for bunnfast vindkraft	54
Figur 22: Følsomhetsanalyse av ulike faktorer i netto nåverdi for flytende vindkraft.....	55
Figur 23: Mulige nyttevirksomheter fra Doggers Bank – vindkraftprosjektet.....	57
Figur 24: Forandring i NNV for Alt.1 og Alt.2 gitt en + 50 % endring av WTP	58

Tabelloversikt

Tabell 1: Oversikt over verdsettingsmetoder for miljø (Navrud, 2015).....	11
Tabell 2: Oversikt over norske og nordiske verdsettingsstudier landskapsestetiske effekter.	18
Tabell 3: Karakteristika for havvindprosjekter i Europa og Norge (Østenby Myhrer, 2019)..	28
Tabell 4: Oversikt over teknologiløsninger for offshore (Drivenes et al., 2010).....	31
Tabell 5: Fordeling av investeringskostnader for vindkraft (Østenby Myhrer, 2019).	34
Tabell 6: Kostnadsoversikt av landbasert vindkraft, NVE & (Ueland et al., 2019).....	35
Tabell 7: Kostnadsoversikt for offshore vindkraft (bunnfast og flytende) kilde NVE.....	36
Tabell 8: Basisforutsetningene til grunn for verdoverføringsstudiet.....	37
Tabell 9: Prosjektdefinisjon og basisforutsetninger.	43
Tabell 10: Karakteristika og egenskaper for Sørlege Nordsjø 1 og 2.....	44
Tabell 11: Mulige påvirkende interessegrupper (NVE, 2019a; Stenshorne B et al., 2013) ...	46
Tabell 12: Kostnader for en offshore utbygging av bunnfast og flytende vindkraft.....	47
Tabell 13: Basisscenario for Alt. 1 og Alt. 2.....	48
Tabell 14: Ikke-prissatte virkninger av bunnfast og flytende vindkraft	51
Tabell 15: Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av Alt.1 og Alt.2.....	52

Formeloversikt

Formel 1: Netto nåverdi	9
Formel 2: Den totale betalingsvilligheten (WTP).....	41
Formel 3: Den totale samfunnsøkonomiske nytten.....	41

1.0 – Introduksjon:

1.1 – Bakgrunn

Vindkraftutbygging i Norge har de siste årene hatt et enorm fokus og utviklingstrend, som har sørget for en betraktelig økning av landbasert vindkraftproduksjon. En utviklingstrend som mest sannsynlig vil fortsette i årene fremover (Veie et al., 2019), der vindkraft vil ha en sentral rolle i det nordiske og europeiske kraftmarkedet (Statkraft, 2019). Basert på nyere studier (Edward Weir & Østenby Myhrer, 2019; NVE, 2019a) antas det at norsk, landbasert vindkraft vil bli kommersiell uten støtteordninger i løpet av 2020. Som følge av redusert produksjonskostnader og en økende brukstid med installeringen av nye, moderne vindturbiner.

I 2019 ble det gjennomført to studier (Lindhjem et al., 2019) & (Kløy, 2019) på bakgrunn av en nasjonal spørreundersøkelse, som skulle være det første forsøket på å identifisere og kartlegge den norske befolkningens holdninger og preferanser ved vindkraft og andre energi- og miljøpolitiske tiltak. Basert på 821 deltakere fra Oslo og Rogaland viste det seg at de hadde positive holdninger og preferanser til en økt utbygging av fornybar energi. Positive til en økt utbygging i forhold til viktigheten av å satse på en bærekraftig utvikling for å dekke den fremtidige etterspørselen av energi. På en annen side viser samme utvalg en klar bekymring ovenfor miljøeffektene som følge av samme vindkraftutbygging.

Utbygging av landbasert vindkraft i Norge har de siste årene vekke både misnøye og engasjement hos befolkningen lokalt og nasjonalt. En klar indikasjon på dette ble observert etter publiseringen av rapporten «Forslag til nasjonal ramme for vindkraft» i april 2019 (NVE, 2019a). Hensikten med vindkraftrapporten var å gi et bedre kunnskapsgrunnlag og kartlegging av de best egnede utbyggingsområdene for landbasert vindkraft i Norge, men fikk motsatt effekt. Publiseringen ble tolket som et angrepsforsøk på det norsk dyrbare landskapet og naturmiljø. Utbyggingen av fornybar energi, og da vindkraft, er kjent for å skape areal- og brukskonflikter. En konflikt som kan påvirke interessegruppers bruksverdi og ikke-bruksverdi av miljøgoder og andre økosystemtjenester.

Dette viser klare tegn på at en utbygging kan ha virkninger på miljø, adferd og velferd som støttes av både internasjonale studier (Krekel & Zerrahn, 2017) og norske studier (García et al., 2016) & (Lindhjem et al., 2019). I tillegg identifiserer flere rapporter, nasjonalt og spesielt internasjonalt negative virkninger ovenfor natur, dyreliv og landskap. Dette gir en klar indikasjon på at vi står ovenfor et samfunnsproblem som bør håndteres og løses. Et dilemma som går ut på at det er positive holdninger til en fornybar kraftutvikling, så lenge det ikke går på bekostning av befolkningens bruksverdi og ikke-bruksverdi. Det store spørsmålet blir hvordan man skal løse dette og hvilke realistiske alternativer finnes det?

I Kløw (2019) ble det gjennomført et verdsettingsstudie med betinget verdsetting (CV) for å finne norske preferanser for havbasert vindkraft og en gjennomsnittlig betalingsvillighet (WTP) til husholdninger i Norge ved ulike scenarier for utbygging av vindkraft. I dette studie viste det seg at befolkningsutvalget hadde klare preferanser for havbasert vindkraft ovenfor landbasert vindkraft. Og en betalingsvillighet WTP (økt strømregninger) for å flytte halvparten eller hele vindkraftproduksjonen til havs. Deler av disse preferansene kan komme som følge av økt bevaringsverdi, velferd eller naturvern ved å unngå potensielle eksternaliteter (virkninger) og miljøskader av landbasert vindkraft.

Et fokus på havvind og en offshore vindkraftutbygging kan være et reelt alternativ for løse samfunnsproblemet. Nettopp fordi man kan unngå virkningene det har på miljøet, befolkningens bruksverdier og velferd, samtidig som det ivaretar fokuset på en bærekraftig fornybarutvikling. Gitt at man flytter den landbaserte utbygging til havs og tar hensyn til nytten av unngåtte miljøskader, kan en offshore utbygging være et samfunnsøkonomisk alternativ i Norge i dag? En metode for å vurdere de økonomiske og miljømessige virkningene av en slik utbygging er ved å bruke en nytte/kostnadsanalyse (NKA).

Alle oppgitte beløp i oppgaven er oppgitt i norske kr (NOK), bortsett fra tabell 7 (EUR).

1.2 – Problemstilling

Hensikten med nytte/kostnadsanalysen er å få besvart følgende problemstilling og hovedmål:

«Er det samfunnsøkonomisk lønnsomt å flytte all planlagt landbasert vindkraft i Norge de neste 20 årene til havs i dag?»

1.3 – Forskningsspørsmål

Bunnfast vindkraftteknologi er en mer moden og lønnsom teknologi i dag, men hvor overførbart er dette til norske dybde- og havforhold? Flytende vindkraft er en mer umoden teknologi som ennå ikke har blitt kommersiell, men har derimot et større potensial i forhold til norske vindforhold. Videre ønsker jeg å få besvart følgende forskningsspørsmål.

Forskingsspørsmål 1:

Er det samfunnsøkonomisk lønnsomt å flytte utbyggingen til havs i dag?

Forskingsspørsmål 2:

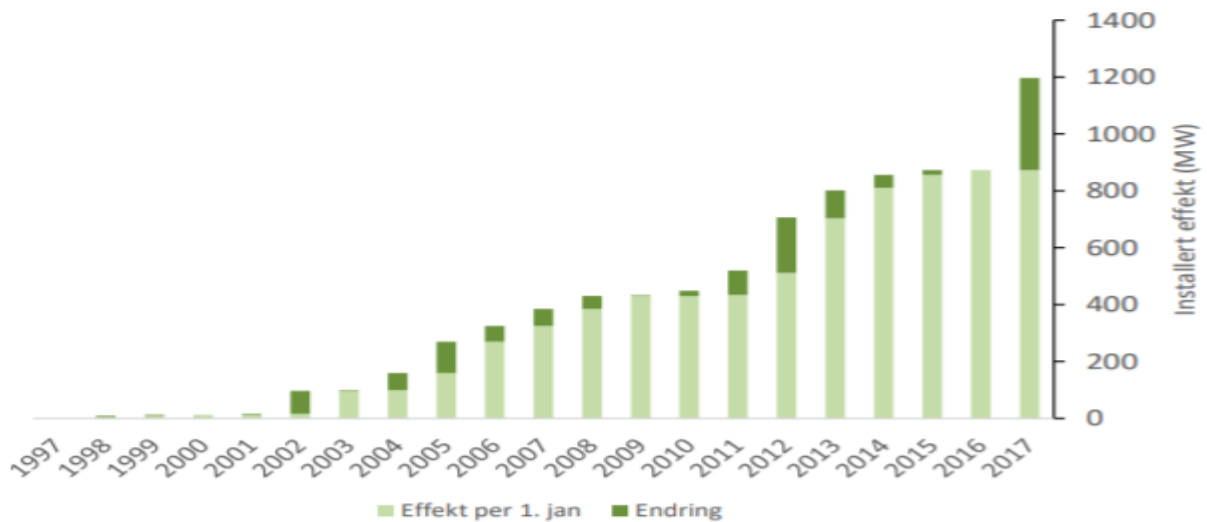
Hva vil være mest lønnsomt av bunnfast og flytende vindkraft i Norge i dag?

Forskingsspørsmål 3:

Hvilke faktorer har størst påvirkning på samfunnsøkonomisk lønnsomhet av bunnfast og flytende vindkraft?

1.4 – Landbasert og offshore vindkraft i Norge frem til i dag

Vindkrafteventyret i Norge begynte ikke på alvor før på 1980-tallet da man startet med moderne utnyttelse av vindkraft via forsknings og utviklingsprogram (FoU). Norges første vindkraftverk sto ferdigstilt og var i drift i 1986, og har siden hatt en jevn økning i installert effekt frem mot i dag. Der den største økningen var i 2017 (SNL, 2019; Weir & Aksnes, 2018).



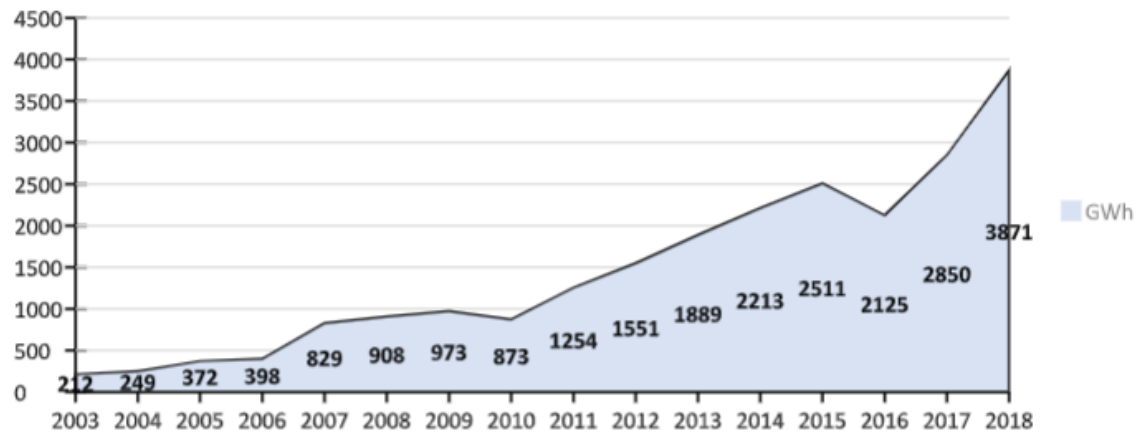
Figur 1: Utviklingen av installert effekt i Norge frem til i dag (Weir & Aksnes, 2018)

Historisk sett kan man se på Norge som en ung vindkraftnasjon, der etablering av storskala vindkraftverk ikke ble igangsatt før Smøla vindkraftverk sto ferdigstilt i 2002 (SNL, 2019). Etterfulgt av utbyggingen på Smøla har det vært en konstant økning i vindkraftutbygging. I figur 1 kan man se at mesteparten av dagens produksjon kommer fra vindkraftverk som har blitt bygd de siste 10-15 årene. Den kraftige økningen kan blant annet være relatert til etableringen av det felles elsertifikatmarkedet med Sverige i 2012. Samarbeidets hensikt var å fremme ny, fornybar kraftproduksjon med et overordnet mål om å øke den fornybare kraftproduksjonen med 28, 4 TWh innen 2020. (OED, 2014). I tillegg til det felles etablerte elsertifikatmarkedet har det vært en betraktelig kostnadsreduksjon og teknologisk utvikling, som har bidratt med å gjøre vindkraft i Norge kommersiell og konkurransedyktig i dagens kraftmarked (NVE, 2019a).

Figur 2 på neste side viser en oversikt av den norske vindkraftproduksjonen fra begynnelsen av 2000-tallet og frem til 2018. Vindkraftproduksjonen har økt jevnt i likhet med den installerte effekten. Likevel kan det observeres en variasjon i den årlige produksjonen, en endring som kan komme av færre eller ingen nye turbiner installert, i tillegg til dårligere vindressurser.

En annen faktor før en økende utbygging er Norges sterke miljø- og klimaambisjoner, der et målet er å kutte CO₂ og andre klimagassutslipp innen 2030 med minst 40 % i forhold til 1990-nivået (Meld.St.13 (2014-2015)).

Årlig vindkraftproduksjon i Norge (2003 - 2018)



Figur 2: Utviklingen i årlig vindkraftproduksjon frem mot 2018 (NVE, 2019d)

Havvind i Norge

Opphavet til den norske offshoreutviklingen begynte med Stortingets behandling av St. meld nr. 34 (2006-2007). Her fastsatte daværende regjeringsparti behovet for å utrede en nasjonal strategi for marine fornybare energikilder utenfor norskekysten. I 2010 ble det utredet en rapport med forslag til utredningsområder, som identifiserte 15 egnede områder for havbasert vindkraft med et fokus på vesentlige interessenter (Drivenes et al., 2010). I 2013 ble det foretatt en strategisk konsekvensutredning (KU) av de 15 utpekte utredningsområdene, med grunnlag i havenergiloven¹ (Stenshorne B et al., 2013).

I Havenergiloven § 2-2 påpekes det at for fornybare energiprojekter må staten først gjennomføre en KU av utvalgt tiltaksområde, før det kan åpnes for søknader om konsesjon (OECD, 2012). I 2019 foreslo regjeringen en åpning i to områder for utbygging av havvind. Sandskallen-Sørøya nord (bunnfast og flytende) og Utsira Nord (flytende). I tillegg har det blitt bedt om innspill for å vurdere en åpning av Sørlege Nordsjø 2 (bunnfast og flytende) (Østenby Myhrer, 2019).

¹ **Havenergiloven** gir et rammeverk for regulering av fornybar energi til havs. Dette er basert på et prinsipp om at retten til å benytte fornybare energiressurser tilhører staten og gir dermed det rettslige grunnlaget for å gi konsesjoner og regulere planlegging i havområdene (Stenshorne B et al., 2013).

2.0 – Metode og teori:

2.1 – Velferdsøkonomisk teori (nytte)

Mikroøkonomi går ut på hvordan enkeltmennesker, bedrifter eller interessegrupper utnytter og allokere sine ressurser for å maksimere nytte (Varian, 2014). Nyttens som hver person oppnår og føler ved en forandring kommer an på egne preferanser, tidligere erfaringer og kunnskap. Velferdsøkonomisk teori er et samfunnsøkonomisk verktøy for å beregne nytten eller velferden samfunnet kan oppnå, med et mål om å oppnå sosial netto nytte. Et prinsipp som går ut på Pareto-effektivitet og Kaldor-Hicks kriterier. Kaldor-Hicks kriteriet forteller at et prosjekt vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt hvis det fører til en potensiell Pareto-forbedring, der den totale nytten kan fullstendig kompensere de i samfunnet som kommer dårligere ut og i tillegg ha nok til forbedring (Boardman et al., 2017).

2.2 – Samfunnsøkonomisk analyse (SØA)

En samfunnsøkonomisk analyse er et verktøy som kan gi gode beslutningsgrunnlag og vurdering for ulike prosjekt- og tiltaksgjennomføringer. Analysen presenterer tiltakene på en oversiktlig måte som synliggjør de positive og negative virkningene av prosjektet. Dette gjør det enklere å vurdere de totale samlede virkningene av alternativet og om beslutningen gir prosjektet de ønskede resultatene og beste nytten for samfunnet (DFØ, 2018).

Hensikten med en samfunnsøkonomisk analyse er å benytte de ressursene vi har tilgjengelig, på en mest ressurs- og kostnadseffektiv måte for å gi samfunnet en størst mulig velferd og nytte. Dette betyr at fokuset med prosjektgjennomføringen ikke kun handler om å få en positiv profitt og fortjeneste, men også tar hensyn til nytte- og kostnadsvirkninger og de effektene tiltaket har ovenfor hele befolkningen (DFØ, 2018). En samfunnsøkonomisk analyse kan dermed hjelpe å velge bort alternativer som totalt sett vil gi samfunnet en lavere nytteeffekt ved å unngå unødvendig tids- og kostnadsforbruk. En samfunnsøkonomisk analyse kan deles inn i tre hovedtyper, nytte/kostnadsanalyse (NKA), kostnadseffektivitetsanalyse eller en kostnads-virkningsanalyse (Finansdepartement, 2014).

2.2.1 – Nytte/kostnadsanalyse (NKA)

I en nytte/kostnadsanalyse er hensikten å verdsette de totale virkningene (nytte²/kostnad³) av prissatte (markedsgoder) og ikke-prissatte effekter (ikke-markedsgoder). For å oppnå et realistisk beslutningsgrunnlag skal alle virkninger tilegnes en økonomisk verdi (kroner), så langt det er faglig forsvarlig, basert på et hovedprinsipp om betalingsvillighet (WTP/WTA). Prinsippet går ut på at nytte/kostnadsvirkningen er lik det en befolkning er villig til å betale for å enten oppnå noe eller unngå noe. Da kan virkninger som ellers ikke har en økonomisk verdi, få tilegnet en (DFØ, 2018; Finansdepartement, 2014).

For at tiltaket skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt må den totale nytten være større enn de totale kostnadene. For eksempel kan kostnadene representere de verdiene man velger bort, alternativkostnaden⁴ av å gjennomføre tiltaket. I praksis er det ikke like enkelt å verdsette og tallfeste virkningene, spesielt i forbindelse med miljøvirkninger og økosystemtjenester. De gjenværende virkningene blir dermed tatt med som en egen vurdering og må sees i tillegg til de økonomiske beregningene.

Dersom analysen omhandler et miljøtiltak må miljøpåvirkningene så godt det gjøres, verdsettes, tallfestes og vurderes kvalitativt. Slik at påvirkningene blir sammenlignbare og kan tas med i en samlet vurdering av nytte og kostnadseffekter. En nytte/kostnadsanalyse består av åtte trinn, fra prosjektdefinisjon til anbefaling og vil videre i delkapittelet blir kort beskrevet og forklart.

Videre i delkapittelet blir trinnene i en nytte/kostnadsanalyse gjennomgått, fra trinn 1-8.

Trinn 1 - Prosjektdefinisjon

Her legges basisforutsetningene og avgrensinger for å konkretiser prosjektets systemgrenser og opparbeide et solid fundament for analyse videre. Her legges frem samfunnsproblemet og grunnen til hvorfor det vurderes en forandring. Hvor man som regel redegjør den ønskede tilstanden eller samfunnseffekten man kan oppnå av prosjektet eller utbyggingen.

² **Nyttevirkninger** = Virkning som øker velferden for samfunnet (miljø – og estetiske gevinster).

³ **Kostnadsvirkninger** = Prosjektets ressursbruk (kostander ved investering eller vedlikehold)

⁴ **AK** = Alternativkostnaden er ressursens verdi i beste alternativs anvendelse (DFØ, 2018).

Trinn 2 - Identifisere og beskrive relevante alternativer

Her identifiseres og beskrives alternativene, som betyr at nullalternativet (0.Alt) defineres og relevante forandringer eller alternativ man vurderer er best egnet for å løse samfunnsproblemet. Videre beskrives hvert av alternativenes karakteristika ved utbyggingen som turbinantall, turbineffekt og hvilket tiltaksområde utbyggingen foregår. Det er anbefalt i DFØ (2018) å beskrive alternativene detaljert for å gi leseren en bedre oversikt. Slik at det er enklere å vurdere de samlede virkningene fra hvert alternativ og begrense potensielle usikkerhetsfaktorer.

Trinn 3 og 4 – Identifisere, tallfeste og verdsette virkningene

Her vil nytte- og kostnadsvirkningene identifiseres, tallfestes og verdsettes. Først kartlegges interessegrupper som blir vesentlig berørt, deretter beskrives de potensielle virkningene som kan oppstå av alternativene man gjør. Vurderingen av effekten må alltid sammenlignes i forhold til 0.Alt og hvordan nullalternativet er beskrevet. Videre presiseres det i DFØ (2018) at det er viktig å skille mellom hva som er en omfordeling av ressurser og hva som faktisk er en samfunnsøkonomisk virkning. I tillegg må man være forsiktig å inkludere primær- og sekundærvirkninger, direkte eller indirekte virkninger for å unngå dobbelttelling.

For de prissatte virkningene anbefales det å inkludere og tallfeste så mange som mulig, gitt at det er nok informasjon og data tilgjengelig. For de ikke-prissatte virkningene kan det først vurderes å bruke verdsettingsstudier og verdsettingsteknikker for å tilegne en økonomisk verdi til resten av virkningene. Gitt at det finnes verdsettingsstudier av relevans og kvalitet. De resterende nytte- og kostnadsvirkningene som ikke har en økonomisk verdi verdsettes ved hjelp av en konsekvensvifte, som vurderer verdien og påvirkningen ved hjelp av pluss-minusmetoden (DFØ, 2018).

Trinn 5 - Vurderer samfunnsøkonomisk lønnsomhet

I dette trinnet blir den samfunnsøkonomiske lønnsomheten og netto nåverdien (NNV) beregnet for hvert alternativ, som betyr at det må velges analyseperiode, diskonteringsrente og avkastningskrav. I tillegg skal ta tas med en restverdi hvis analyseperioden er kortere enn alternativets levetid. Beregningene er basert på data og vurdering fra de tidligere trinnene der netto nåverdien består av de totale nytte- og kostnadsvirkningene summert for hvert alternativ (DFØ, 2018).

Netto nåverdi og nåverdimetoden sammenligner og summerer virkningene til alternativene på ulike tidspunkter og regnes om til dagens verdi (2020-kr). Dette går ut på et prinsipp om at penger i dag har en større verdi enn penger man får neste dag. Netto nåverdien kan uttrykkes på følgende måte:

$$NNV (\text{Netto Nåverdi}) = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - K_t}{(1 + r)^t}$$

Formel 1: Netto nåverdi

NNV = Netto nåverdi til alternativet.

B_t = Årlig nytte, for hvert enkeltår, i faste priser

K_t = Årlig kostnad, fra hvert enkeltår, i faste priser.

r = Kalkulasjonsrente /avkastningskrav

n = Analyseperioden

t = Tidsperspektivet.

Trinn 6 – Kartlegging av usikkerhetsfaktorer og følsomhetsanalyse

Etter at netto nåverdien for hvert alternativ estimert bør det gjennomføres en usikkerhetsanalyse som har som formål å kartlegge, identifisere og synliggjøre risiko eller usikkerheter med utbyggingen. Generelt er det tre forskjellige metoder som kan benyttes for håndtering av risiko og usikkerhet som er med en følsomhetsanalyse, scenarioteknikker eller simulering (Arild Stavne, 2009; DFØ, 2018). I en følsomhetsanalyse vurderes hvor følsom eller robust ulike faktorer er ovenfor alternativenes netto nåverdi. Dette gjøres ved å forandre én faktor av gangen og se hvor mye det påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Resultatene i analysen kan settes sammen i et stjernediagram, der hver faktor forandret blir representert med en kurve. Helningen eller stigningstallet på kurven forteller hvor følsom NNV er ved en prosentvis endring i én faktor, mens resten holdes konstant. Til slutt anbefales det i DFØ (2018) å vurdere risikoreducerende eller avbøtende tiltak dersom det er vurdert betydelig risiko med et av alternativene.

Trinn 7 – Fordelingsvirkninger

Her skal fordelingsvirkningene beskrives som går ut på hvordan nytte- og kostnadsvirkningene fordeler seg mellom interessegruppene i samfunnet. Virkninger som kan påvirke hele befolkningen, offentlige bedrifter eller virksomheter, interessegrupper, geografiske områder eller privatpersoner. Formålet i denne arbeidsfasen er først og fremst å vurdere hvilken grad virkningene bør beskrives. For det andre bør det vurderes om virkningene fra alternativene eller utbyggingen er urettferdig fordelt i samfunnet (DFØ, 2018). Dette kan gi en indikasjon om at de mest vesentlige og identifiserte fordelingsvirkningene bør beskrives nøyere. Spesielt i tilfeller der det kan oppstå interessekonflikter (Finansdepartement, 2014). Til slutt legges det frem i DFØ (2018) at fordelingsvirkningene ikke inngår i selve anbefalingen, men skal brukes som tilleggsinformasjon for tiltakshaveren og i vurderingen om behovet for avbøtende tiltak.

Trinn 8 -Anbefaling

Til slutt skal det utføres en samlet vurdering og anbefaling av de prissatte og ikke-prissatte virkningene. Dette bør vises på en strukturert og oversiktlig måte for å gi beslutningstakeren et solid grunnlag for å vurdere om utbyggingen eller prosjektet skal gjennomføres (DFØ, 2018).

2.3 – Verdsetting av miljøkvalitet og økosystemtjenester:

Verdsettingsmetodikk er basert på ulike metoder for å verdsette og tilegne en økonomisk verdi på ikke-prissatte virkninger ved å måle preferansene og da betalingsvilligheten (WTP/WTA) til enten enkeltpersoner eller husholdninger for å unngå eller ivareta økosystemtjenester. Et prinsipp som baseres på grunnleggende velferdsøkonomisk teori. I tabell 1 vises en oversikt over de indirekte eller direkte verdsettingsmetodene. Dette kan deles inn i to hovedgrupper for å verdsette miljøgoder, avslørte preferanser (RP) eller oppgitte preferanser (SP) (Navrud, 2015).

Tabell 1: Oversikt over verdsettingsmetoder for miljø (Navrud, 2015).

	Indirekte:	Direkte:
Avslørte preferanser: (Revealed Preferences – RP)	Transportkostnadsmetoden (Travel Cost Method – TMC) Eiendomsprismetoden (Hedonic Price Method – HPM) Kostnader ved avbøtende tiltak: (Avoidance Cost – AC)	Markedspriser Kostnader, erstatte tapte tjenester (Replacement Costs – RC)
Oppgitte preferanser: (Stated Preferences – SP)	Valgekspesiment (Choice Experiments – CE)	Betinget Verdsetting (Contingent Valuation – CV)

Avslørte preferanser (RP)

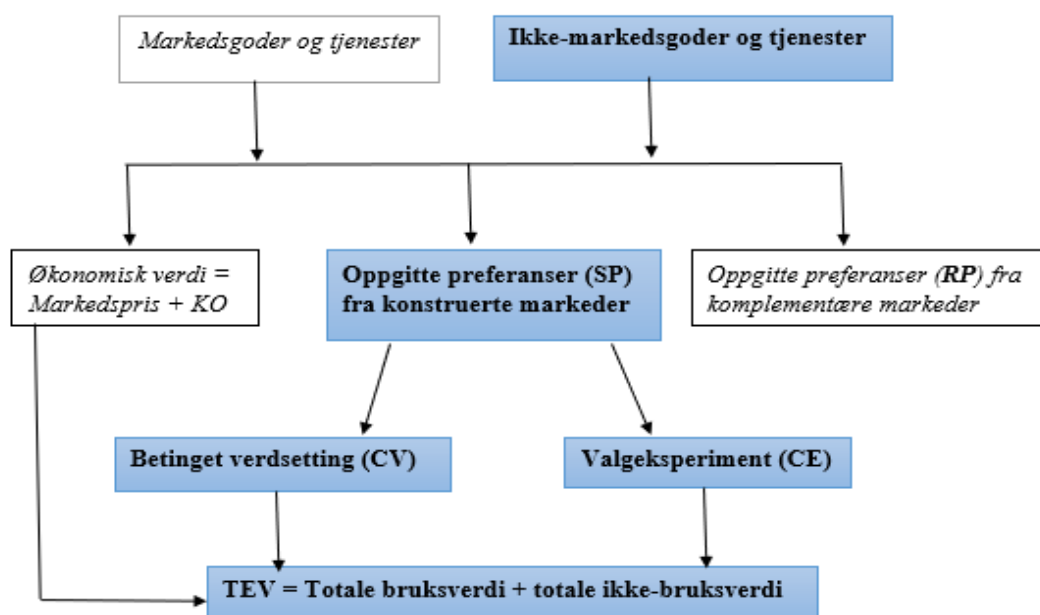
Avslørte preferanser (RP) er en metode som estimerer verdien av økosystemtjenesten eller miljøet ved å observere den faktiske adferden vi har i markedet og de valgene vi tar. Et eksempel på dette er ved bruk av eiendomsprismetoden (HPM). Verdien av leiligheten eller huset man kjøper har allerede tatt hensyn og lagt til verdien av miljøet eller økosystemtjenesten i selve markedsprisen. Dette kan komme av at verdien tilknyttet boligen gir et uttrykk for den samlede nytten du får over en gitt periode, og da alle husets egenskaper. Som for eksempel den estetiske og visuelle opplevelsen fra nærområdet eller rekreasjonsaktiviteter (Navrud, 2015). At man faktisk kan finne og observere bruksverdien eller ikke-bruksverdien til befolkningen.

En fordel med å bruke denne metoden er at det man kan observere preferansene og valgene i markedet, som er mindre tidskrevende enn å lage sine egne spørreundersøkelser. På en annen side betyr dette at man må gjøre forenklinger og antagelser. Antagelser om for eksempel at preferansene til personene som kjøpte boligen, er nøyaktig det samme som blir verdsatt.

Oppgitte preferanser (SP)

Oppgitte preferanser er en metode som går ut på å lage hypotetiske spørsmål eller scenarier og dermed lager sine egne markeder, slik at man kan identifisere og kartlegge enkeltpersoner eller husholdningers preferanser. Ved å konstruere og lage et eget marked kan man «avsløre» de mulige preferansene og WTP som befolkningen har. Spørsmålene eller scenarioene kan for eksempel handle om hvordan en vindkraftutbygging forandrer og påvirker den visuelle kvaliteten eller opplevelsen av landskapet. Ved for eksempel å forandre ulike vindkraftattributter som turbinantall, turbinhøyde eller avstand fra vindparken (Navrud, 2015).

En fordel med å bruke oppgitte preferanser er at man kan få et direkte svar på det miljøgode man verdsetter, slik at man unngår tolkninger, vurderinger og mulige feilantagelser. I forhold til avslørte preferanser må man først lage undersøkelsen eller scenarioene, gjør dette mest mulig forståelig og i tillegg vurdere om befolkningsutvalget er representativt. Slik at man kan estimere en gjennomsnittlig betalingsvillighet for enten privat eller offentlige goder. Innenfor oppgitte preferanser finnes det to ulike verdsettingsteknikker, som er betinget verdsetting (CV) og valgeksperiment (CE). Betinget verdsetting spør direkte om preferansene og WTP, for eksempel i intervjuer. I et valgeksperiment blir man spurt indirekte, ved å opprette hypotetiske scenarier og utfall for å estimere betalingsvilligheten til å bevare eller unngå skadene. For eksempel dersom man flytter halvparten eller hele planlagte vindkraftutbyggingen til havs de neste 10 årene.



Figur 3: Oversikt av verdsettingsteknikker for prissatte og ikke-prissatte goder.

WTP enkeltpersoner eller husholdninger har kan deles inn i tre forskjellige kategorier, direkte bruksverdi, indirekte bruksverdi og ikke-bruksverdi som til sammen blir den totale økonomiske verdien (TEV) et befolkningsutvalg har for miljøgoder (Gävlebukten, 2018; Navrud, 2007).

1) Bruksverdi

Direkte bruk er verdien av forbedring i rekreasjonsaktiviteter som å fiske, turopplevelser eller overnatting i området. Indirekte bruk er forbedring av økosystemtjenestene som det visuelle og estetiske inntrykket av landskapet, friluftslivet eller det biologiske mangfoldet.

2) Ikke-bruksverdi (passiv bruksverdi)

Indirekte bruk gjelder de menneskene eller husholdningene som ikke bruker områdene, og handler om hvordan en forandring av miljøgoder (eksistensverdi) og bevaringen av disse områdene (bevaringsverdi) påvirker deg.

2.3.1 - Verdioverføring (VT)

En verdioverføring eller «Value Transfer» er en verdsettingsmetodikk som også kan brukes for å gi en nytte eller kostnadsvirkning en økonomisk verdi. Som går ut på å bruke tidligere verdsettingsstudier for å overføre WTP eller WTA fra primærstudiet til tiltaksområdet. Etter at betalingsvilligheten er tilegnet bør anvender vurdere om det er behov for at verdiestimatet trenger korreksjon eller ikke. Som for eksempel en justering av inntekt og KPI eller behovet for et gi verdien et usikkerhetsintervall. En beslutning som må tas utfra hvor stor variasjon er.

Fordelen med å bruke en verdioverføring er at det er billigere, enklere og mindre tidskrevende, som også kan komme av hvilke verdioverføringsteknikker som blir brukt. En verdioverføring har også svakheter og konsekvenser som anvender bør være klar over. En ulempe er økt risiko og usikkert i det overførte verdiestimatet. Hvor stor denne usikkerheten er og blir, er avhengig av kvaliteten på datainnsamlingen og verdsettingsteknikken (SP/RP) brukt i verdsettingsstudiet.

Studiene bør ligne mest mulig på hverandre i forhold til lokalisering, miljøvirkningens endring og omfang. I tillegg til likhetene i sosioøkonomiske variabler⁵ mellom primærstudiet og tiltaksområdet. En verdioverføring består av 8 trinn med retningslinjer (Navrud, 2007):

- 1) Identifisere miljøendringen på beslutningsstedet
- 2) Identifisere påvirkende enkeltpersoner/interessenter på beslutningsstedet.
- 3) Identifisere relevante primærstudier (gjennomføre en litteraturgjennomgang)
- 4) Gjennomgang av relevans/kvalitet av de utvalgte primærstudiene
- 5) Velg og oppsummer tilgjengelig data fra utvalgte verdsettingsstudier
- 6) Overføre verdiesimat fra primærstudiene til beslutningsstedet.
- 7) Beregning av den totale nytten for den berørte befolkningen.
- 8) Vurdering av usikkerhet og akseptabel overføringsfeil.

Hvert trinn i verdioverføringen vil bli gått igjennom i nærmere detalj i delkapittel 4.1. For å oppnå en verdioverføring av kvalitet og redusere potensielle overføringsfeil legges det frem i Navrud (2015) fire hovedpunkter som bør gjennomføres og vurderes. Finne en troverdig database med relevante verdsettingsstudier, kvalitetssikre de utvalgte verdsettingsstudiene, verdioverføringsteknikken benyttet og anbefalte retningslinjer for en verdioverføring.

⁵ **Sosioøkonomiske variabler** = Alder, kjønn, utdanning eller miljøinteresser (Navrud, 2015).

2.3.2 - Verdioverføringsteknikker

Enhetsverdioverføring

En enhetsverdioverføring er den enkleste teknikken å bruke for å tilegne en ikke-prissatt virkning en økonomisk verdi og går ut på å overføre et enkelt verdianslag og WTP per husholdning/år gitt en endring i kvalitet eller mengde til økosystemtjenesten (Navrud, 2015).

Overføring av betalingsvillighetsfunksjon (WTP-funksjon)

Med denne teknikken overføres hele WTP-funksjonen i motsetning til et enkelt verdiesimat og beskriver sammenhengen mellom betalingsvillighet og forklaringsvariabler⁶. Dette kan gjøres ved å bruke koeffisientene fra funksjonen til verdsettingsstudiet og deretter sette inn de uavhengige variablene fra tiltaksområdet eller beslutningsstedet (Navrud, 2015). For å benytte denne verdioverføringsteknikken bør studiene, egenskapene og miljøendringen være like.

Meta-analyse

Meta-analyse er en verdioverføringsteknikk som bruker statistisk regresjonsanalyse for å se hvordan WTP til økosystemtjenesten endres, med en forandring i egenskaper til miljøgodet, befolkningen eller verdsettingsmetoden. En Meta-analyse består av flere verdsettingsstudier, enten SP eller RP, der antallet i analysen varierer utfra hvor mange studier som er verdsatt den samme endringen. Som for eksempel de unngåtte visuelle virkningene av landbasert vindkraft ved å forandre vindkraftattributter som antall turbiner eller total kraftproduksjon (Navrud, 2015). Som betyr at anvender kan få en bedre oversikt over de mulige virkningene og effektene, men på en annen side vil det være ulemper og svakheter med å bruke Meta-analyser. En ulempe er at hver verdsettingsstudie telles som én enkelt observasjon og i tilfeller der det finnes få lignende studier kan det påvirke frihetsgradene og regresjonsanalysen.

⁶ **Forklaringsvariabel** = Beskriver hvordan faktorer som størrelse, inntekt eller alder (uavhengige variabler) påvirker WTP eller preferansene for miljøgodet (Navrud, 2015; SNL, 2018)

2.4 – Miljøvirkninger av vindkraftutbygging

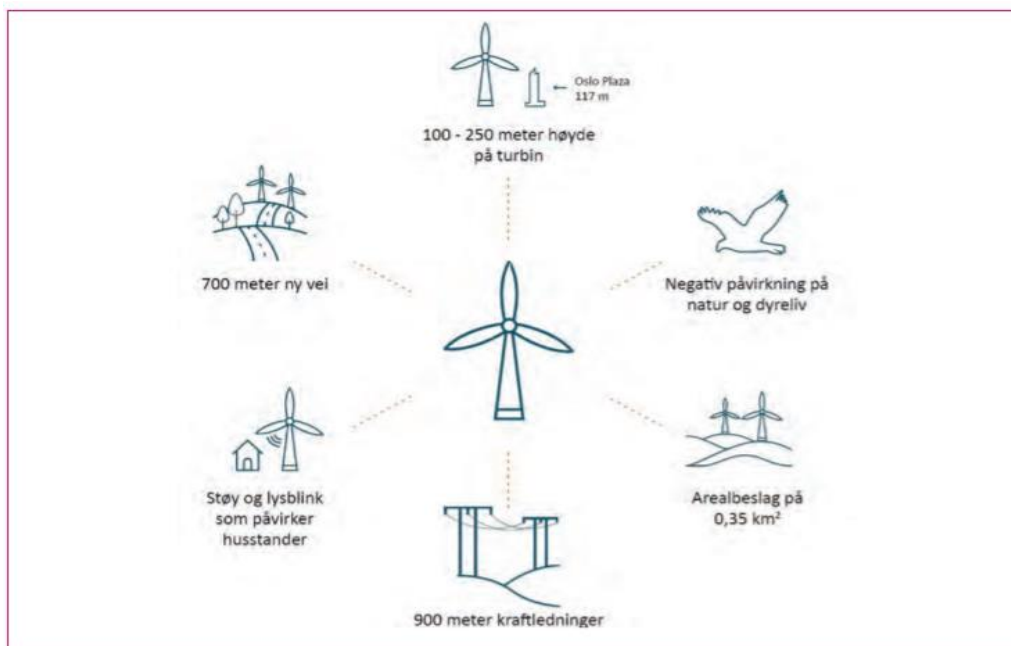
Hensikten med verdsettingsstudier er å identifisere miljøeffektene, nytte eller kostnad som har størst påvirkning på befolkningen ved se hvordan en endring i økosystemtjenestens kvalitet eller kvantitet påvirker WTP/WTA. Ved å bruke CV eller CE-studier kan det estimeres den totale betalingsvilligheten (TEV) av miljøgodet og finne hvilke preferanser de har tilknyttet en vindkraftutbygging. Av relevans for nytte/kostnadsanalysen blir fokuset å identifisere og kartlegge virkninger av unngåtte miljøskader (nytte) ved å flytte vindkraftutbygging til havs. Dette betyr at før de relevante verdsettingsstudiene presenteres bør det defineres hva en økosystemtjeneste, hvilke underkategorier eller endelige tjenester dette gjelder og hvilke bruksverdier en flytting av landbasert vindkraft kan ha (Barbera, 2010), jfr. vedlegg 1.

Økosystemtjenester er naturgoder eller fellesgoder som vi mennesker kan benytte gratis og er tjenester som vi er helt avhengig av. Det har en betydning for menneskers livskvalitet som innebærer goder eller tjenester vi kan utnytte fra naturen, som direkte eller indirekte påvirker folks velferd og livskvalitet. Naturen har dermed en egenverdi og bidrar til livsviktige tjenester som ville vært kostbart å miste (NOU 2013: 10).

En kategorisering av økosystemtjenester (NOU 2013: 10)

- I. Støttende tjenester - Grunnleggende livsprosesser
- II. Regulerende tjenester - Klimaregulering, erosjon eller jordrasregulering
- III. *Forsynende tjenester* - Ferskvann, mat, trevirke, drivstoff og andre ressurser.
- IV. *Kulturelle tjenester* - Opplevelse, rekreasjon, estetikk eller spirituell.

I Lindhjem et al (2019) ble det kartlagt de viktigste miljøvirkningene av landbasert vindkraft, fra 138 godkjente vindkraftkonsesjoner. Her trekkes det frem at de visuelle virkningene ble vurdert å ha mest betydelig virkning og den største miljøeffekten (Jakobsen et al., 2018; Norconsult, 2017). I figur 4 viser en oversikt av identifiserte virkninger og attributter ved utbygging av én vindturbin.



Figur 4: Miljøpåvirkninger fra utbygging av én vindturbin (Lindhjem et al., 2019).

Visuelle virkninger betegner de effektene relatert til synlighet og oppholdsområder i nærheten av et vindkraftverk, og graden av de visuelle virkningene er basert på følgende faktorer.

- Betrakteren av vindkraftverket
- Attributter/karakteristika ved selve vindkraftverket
- Landskapet (Omgivelsene rundt tiltaksområdet)

Dette betyr at graden av visuell virkning eller visuelle forurensing er basert på objektive størrelser av synlighet (antall turbiner, plassering, landskap og topografi) og subjektive mer underliggende faktorer som holdninger, oppvekst og tidligere erfaringer. Interaksjonene mellom de nevnte faktorene kan beskrive til sammen hva som utgjør de visuelle virkningene og beskrives som vindparkenes totaldominans ⁷ (Jakobsen et al., 2018).

2.4.1 – Litteraturstudiet

I litteraturgjennomgangen er det bruk EVRI-databasen og andre akademiske søkingsmotorer, Science Direct eller Google Scholar. I tillegg har innspill for relevante studier blitt gitt av Ståle Navrud, professor i miljø og ressursøkonomi på NMBU.

⁷ **Totaldominans** = Avstand x objektets størrelse, antall turbiner, høyde eller effekt (Jakobsen et al., 2018).

Database:

EVRI (Environmental Valuation Reference Inventory) er en nettbasert litteraturliteatase som oppsummerer hovedtrekkene av empiriske verdsettingsstudier, verdioverføringsstudier eller Meta-analyser. I tillegg har innspill for relevante studier blitt gitt av Ståle Navrud, professor i miljø og ressursøkonomi på NMBU. Nedenfor vises en oversikt over relevante studier funnet.

Tabell 2: Oversikt over norske og nordiske verdsettingsstudier landskapsestetiske effekter.

Studier:	Verdsettingsstudier:	År:
Norsk:	<i>Eirik Kløw</i> – Preferanser av havbasert vindkraft	2019
	<i>Kipperberg et al</i> – Virkningene av vindturbiner på lokal rekreasjon	2019
	<i>Garcia et al</i> – WTA av lokal vindkraftutvikling	2016
	<i>Navrud & Bråten</i> – Forbrukeres preferanser av grønn og brun elektrisitet	2007
	<i>Navrud</i> – Miljøkostnader av vindkraft i Norge	2004
Danske:	<i>Ladenburg</i> – Visuelle påvirkninger og tidligere erfaringer	2009
	<i>Ladenburg & Dubegaard</i> – Preferanser av kystnære interessentgrupper	2009
	<i>Ladenburg & Dubegaard</i> – WTP for å redusere visuelle kvaliteter offshore-vindparker	2007

Norske verdsettingsstudier

I en masteroppgave fra 2019 gjennomførte Eirik Kløw et betinget verdsettingsstudie med et mål om å finne den gjennomsnittlige WTP (i form av økt strømregning) til den norske befolkningen ved å flytte en landbasert vindkraftproduksjon til havs over en 10 års periode (2020-2030). Hensikten var å finne preferanser for energi- og miljøpolitiske tiltak og identifisere de norske holdningene ved vindkraft. Verdsettingen er bygd på en internettpanelundersøkelse av 821 husholdninger fra Oslo og Rogaland, for å sammenligne to befolkningsutvalg med forskjellig eksponering av landbasert vindkraft (Kløw, 2019).

Resultatene viste en klar og signifikant preferanse for havbasert vindkraft istedenfor på land og en betalingsvillighet for å flytte halvparten eller hele produksjonen til havs. Det var tydelige preferanser mot økende vindkraftutbygging, grunnet en økt bekymring for effektene dette ville ha på miljøet. I Garcia et al (2019) ble det gjennomført et CE -studie for å identifisere (WTA) i form av kompensasjon ved å identifisere preferansene for en hypotetisk landbasert

vindkraftutbygging i Sandnes, Rogaland. Verdsettingen gikk ut på å forandre attributtene antall turbiner, turbinens lokalisering og mengden kompensasjon i henhold til bruksverdier og ikke-bruksverdier. Resultatene indikerte et signifikant velferdstap for lokale og besøkende, med en høyere WTA for å unngå vindkraftverk i lokale rekreasjonsområder (García et al., 2016)

I Navrud (2004) ble det gjennomført et CV-studie for å finne WTP av unngåtte miljøvirkninger fra landbasert vindkraft med ulike utbyggingsplaner på 1,5 og 6,7 TWh. (Navrud, 2004) Som viste en høyere WTP med en større utbygging. I Navrud & Bråten (2007) ble det foretatt verdsettingsstudie (CE) med lignende fokus som i 2004, men forskjellen var å finne WTP mellom to ulike befolkningsutvalg, i Oslo og Smøla. Begge utvalgene viste større preferanser for fornybar energi, i tillegg til å foretrekke større vindparker istedenfor mindre og flere. En av grunnene disse preferansene var redusert naturinngrep (Navrud & Bråten, 2007) Et annet relevant norsk verdsettingsstudiet er Kipperberg et al (2019) som kombinerte to verdsettingsteknikker (CE og CV) finne virkningene en vindkraftutbygging har på lokale rekreasjonsverdier. Her kom det frem at landbaserte og offshore vindturbiner hadde negative påvirkninger på velferd og rekreasjonsaktiviteter, som både var statistiske og økonomisk signifikant (Kipperberg et al., 2019).

Nordiske primærstudier

I Ladenburg & Dubgaard (2007, 2009) ble det gjennomført en dansk verdsettingsstudiet (CE) basert på undersøkelse fra 2004 med en hensikt å finne WTP av å flytte en offshore vindparker fra (0.Alt) 8 km unna kysten, til enten 12, 18 eller 50 km unna for å redusere de visuelle negative virkningene (Ladenburg & Dubgaard, 2007; Ladenburg & Dubgaard, 2009). Resultatene viste en betraktelig økt sosial nytte ved å redusere eller fjerne de visuelle virkningene.

3.0 – Dagens situasjon:

3.1 - Landbasert vindkraft i Norge

I 4. kvartal av 2019 (14.10.2019) var det installert og i drift 772 operative vindturbiner i Norge, som tilsvarer en totalt installert effekt for landbasert vindkraft på 2219 MW. For et normalår vil dette gi en produksjon på ca. 6,71 TWh som kommer fra totalt 38 vindparker (NVE, 2019d). Dette viser en betraktelig økning i forhold til nøkkeltall, representert nedenfor, for landbasert vindkraftproduksjonen ved utgangen av 2018.

Nøkkeltall, norsk vindkraft 2018 (NVE, 2019c)

- Installert effekt: 1695 MW (Vindkraftproduksjon 3,87 TWh)
- Antall turbiner: 610
- Bruktid⁸: 2875 timer
- Kapasitetsfaktor⁹: 32,8 %
- Produksjonsindeks¹⁰: 98,8

Vindkraftproduksjonen i 2018 sto for ca. 4 % av den totale kraftproduksjonen i Norge og vil være nok til å dekke det årlige strømforbruket for ca. 250 000 norske husholdninger. Fra 2018 til 2019 var det nesten en dobling av landbasert vindkraft med økning på ca. 800 MW installert effekt. I rapporten til NVE (2019a) ble det lagt frem at totalt 13 vindkraftverk til var under utbyggingen ved utgangen av 2018 og når vindparkene sto ferdigstilt ville øke den totale vindkraftproduksjonen til 12,2 TWh. Dette viser en klart raskere utvikling- og utbyggingstrend.

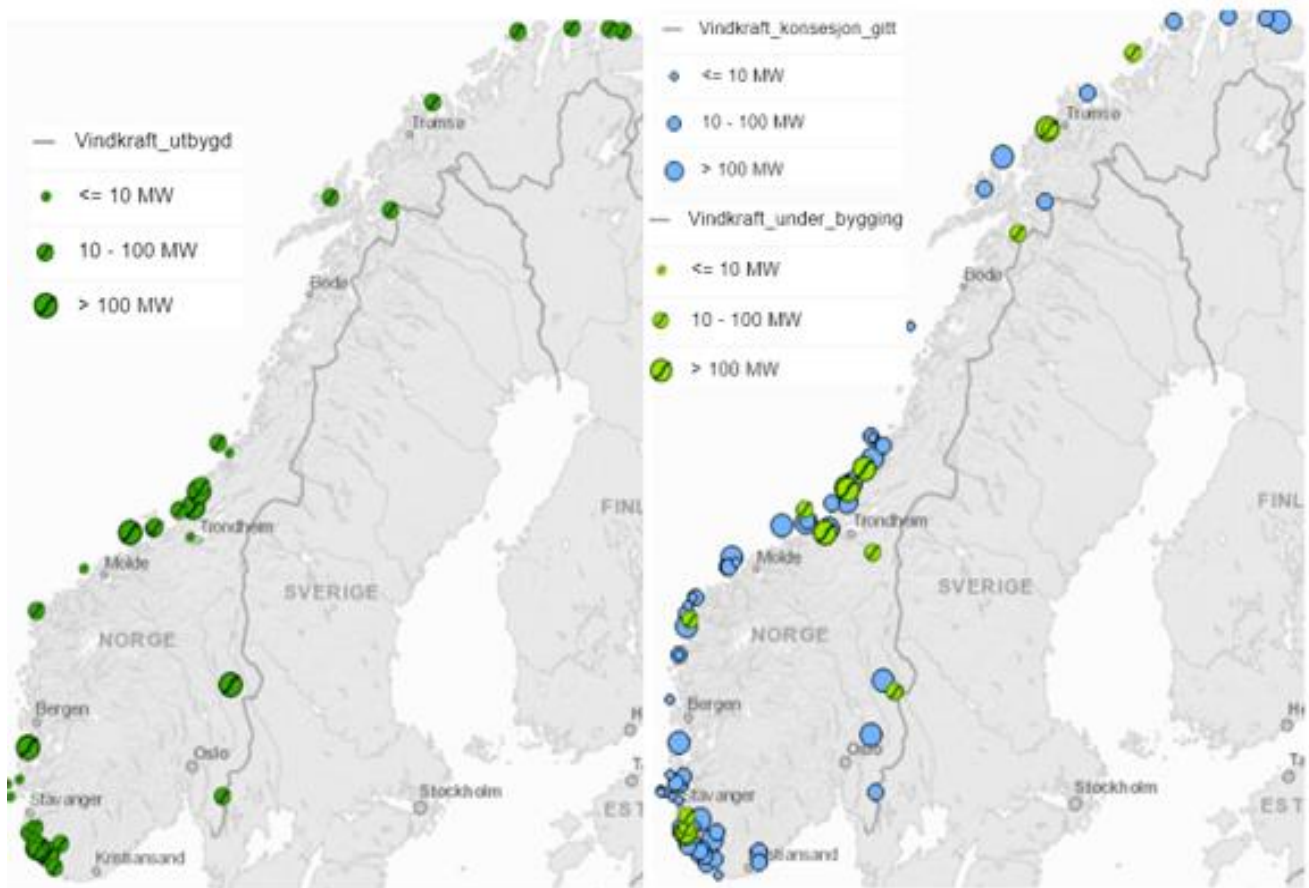
Med en utbygging av landbaserte vindkraftverk vil det oppstå flere ulike arealinngrep- og arealbeslag som påvirker både miljø og interessegrupper innenfor det planlagte tiltaksområdet som følge av anleggsvei, kraftlinjer eller utbygging av servicebygg og transformatorstasjon (Lindhjem et al., 2019; NVE, 2019a). I figur 5 vises en oversikt av eksisterende og konsesjons-gitt vindkraftverk i Norge (01.10.2019). Representert med grønne og blå sirkler, som viser en utbygging lokalisert langs kysten, en utbygging som kan bli mer sentralisert etter hvert.

⁸ **Brukstid** = Fullasttimer, og representerer hvor mange timer i året et kraftverk ville vært i drift med full effekt.

⁹ **Kapasitetsfaktor** = Timer i året brukstiden tilsvarer i prosent. Beregnes ved (Antall timer i året/ brukstid)

¹⁰ **Produksjonsindeks** = Forventet kraftproduksjon i forhold til tilgjengelig ressurs, 100 % = forventet.

Et argument som kan indikere at utbyggingen blir mer sentralisert kan observeres i NVE (2019a) som publiserte en kartoversikt av de 13 mest egnede områdene for landbasert vindkraftutbygging i Norge, jfr. vedlegg 8. Til tross for at regjeringen senere i oktober samme år publiserte i en pressemelding at forslaget til de 13 best egnede områdene skulle skrinlegges (Regjeringen, 2019). Allikevel kan denne oversikten gi en indikasjon på hvor utbyggingene fremover blir lokalisert.



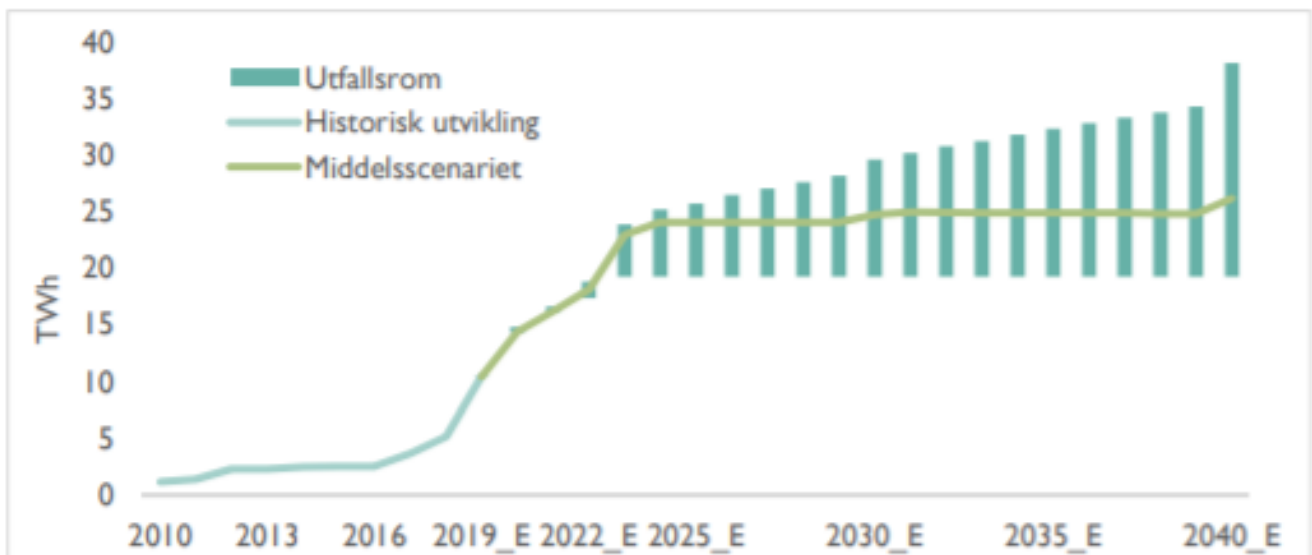
Figur 5: Eksisterende og fremtidig vindkraftutbygging i Norge (NVE, 2019a)

Den fremtidige utviklingstrenden for norsk vindkraft er vanskelig å estimere med nøyaktighet og er tilknyttet usikkerhetsfaktorer. I Bartnes et al (2018) & Veie et al (2019) vurderes vindkraft å ha en sentral rolle i det fremtidige kraftmarkedet og være konkurransedyktig i et norsk, nordisk og europeisk perspektiv. En viktig driver for den norske utviklingen er den nasjonale energi- og klimapolitikken (Veie et al., 2019). Politikken er avgjørende for hvilke vindkraftverk som blir konsesjonsgitt der lokalt, regionalt og nasjonalt engasjement også spiller en viktig rolle for hva som blir bygd ut.

I Veie et al (2019) ble det foretatt en analyse og framskrivning av kraftproduksjonen i Norden frem til 2040. Her legges det frem at vindkraft vil få en raskere økning enn tidligere antatt, men hvor mye som blir utbygd er fortsatt usikkert. I denne analysen har NVE foretatt en estimering av den fremtidige vindkraftutbyggingen, basert på tre scenarier. Et lavt, middels og høyt vindkraftscenario.

- Lav: 19 TWh vindkraft i 2040
- Middels: 26 TWh vindkraft i 2040 (4 TWh - havvind)
- Høyt: 38 TWh vindkraft i 2040 (8 TWh - havvind)

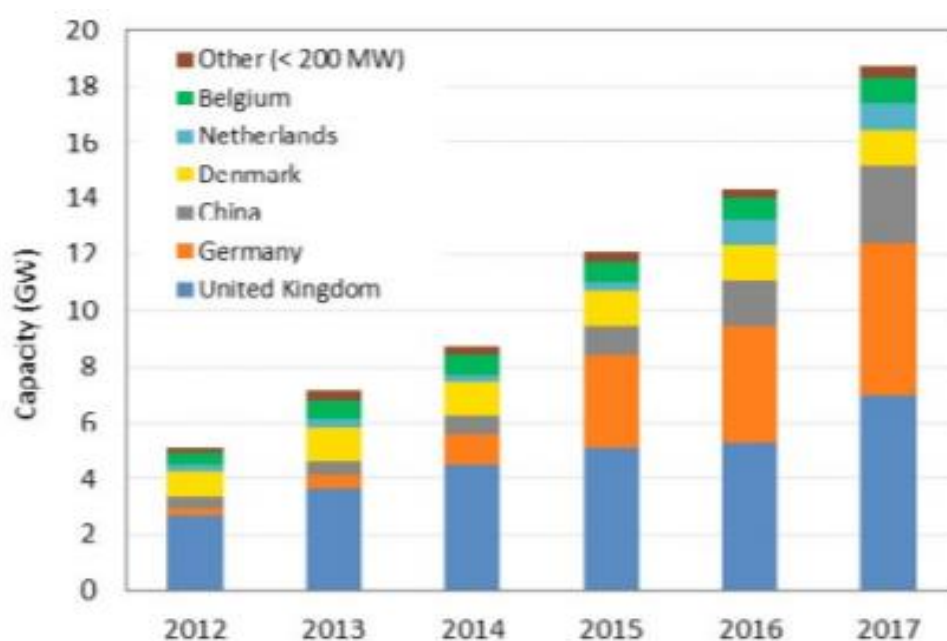
Her vurderes middelsscenarioet i Veie et al (2019) som den mest realistiske økningen av de tre vindkraftscenarioene basert dagens installasjon- og utviklingstrend, potensielle konfliktnivå og andre konkurrerende teknologier (Statkraft, 2019). Av de 26 TWh i middelsscenarioet vurderes det reelt å anta en økning i landbasert vindkraft på 15 TWh frem mot 2040. Som følge av en allerede utbygd vindkraftproduksjon på 6,71 TWh og en antatt havvindproduksjon på 4 TWh gir det en økning på ca. 15 TWh og vil bli brukt som en av basisforutsetningene i NKA. Likevel er det viktig å få frem at den faktiske utbyggingen er usikker, da det varierer 19-38 TWh.



Figur 6: Utbyggingsscenarier av norsk vindkraft frem mot 2040 (Veie et al., 2019).

3.2 – Offshore vindkraft internasjonalt

I 2017 var den globale offshore vindkraftkapasiteten på 18,8 GW¹¹ installert effekt, der 4,3 GW offshore vindkraft ble installert i 2017 alene (IEA, 2018). Kostnadsdriverne for denne utviklingstrenden er teknologisk modenhet og kostnadsreduksjoner. I det globale markedet står Storbritannia, Tyskland og Kina for 93 % av økningen i installert kapasitet. Ifølge IEA (2018) ble det for første gang i 2017 foretatt auksjoner, av offshore vindkraftkapasitet, som ble tilegnet en nullpremie over elektrisitetsprisen. En bragd som blir sett på som en milepæl og innebærer at de globale offshoreprosjekter nærmer seg kommersiell status uten støtteordninger.



Figur 7: Offshore vindkraftkapasitet frem mot 2017, kilde IEA.

Det internasjonale offshore-markedet består av bunnfast og flytende vindkraftteknologier, hvor bunnfast vindkraftteknologi er den mest utbredte havbaserte løsningen. Markedet for flytende vindkraft er i dag, i slutten av 2019 sett på som et umodent marked og består for det meste av FoU- og pilotprosjekter. (Winje et al., 2019). I 2019 var det globalt sett installert ca. 50 MW flytende vindkraft, kapasiteten reflekterer hvor lite andel kraftmarkedet består av teknologien. Neste steg blir å arbeide med å kommersialisere flytende havvind, der neste steg blir å bygge ut storskala flytende vindparker.

¹¹ Kumulativ kapasitet

3.3 – Offshore vindkraft i Norge

Offshore vindkraft har i likhet med landbasert vindkraft fått et økt fokus og engasjement de siste årene. Den første utbyggingen i Norge ble idriftsatt utenfor Karmøy, Rogaland av Hywind som monterte verdens første, flytende demonstrasjonsturbin (2,3 MW). Som hadde en forventet produksjon på ca. 8 GWh. Siden utbyggingen i 2009 har det ikke vært noe aktivitet på den norske sokkelen, en trend som kan skyldes vanskeligere havforhold i forhold til europeiske prosjekter (Østenby Myhrer, 2019).



Figur 8: Lokaliseringen av Norges første, flytende vindturbin, kile NVE (Temakart)

Det norske potensialet for en offshore vindkraftutbygging er gunstig med bedre vindressurser til havs enn på land og et relativt utbredt kraftnett og fleksibilitet. Store dybder opptil 400 meter nærme hele kysten av Norge og store andeler uegnede bunnforhold gjør at flytende vindkraft i et norsk perspektiv har et større potensialet (Stenshorne B et al., 2013). Om flytende vindkraft er samfunnsøkonomisk lønnsomt i dag er lite trolig, tatt i betraktning at teknologien fortsatt er tidlig i prosjektfasen og mindre utbredt.

Det neste store offshoreprosjektet i Norge er utbyggingen av Hywind Tampen, som blir verdens største flytende vindpark på 88 MW fra elleve turbiner. Hywind Tampen vil tilføre og dekke ca. 35 % av den årlige elektriske etterspørselen til oljeplattformene Snorre og Gullfaks (Equinor, 2019). I august 2019 ble det annonsert at Enova støtter og tildelte 2,3 mrd. kr til prosjektet. Figur 9 er kun ment som en representasjon av prosjektet, og viser ikke realistiske dimensjoner og avstander.



Figur 9: En hypotetisk representasjon av Hywind Tampen (Equinor, 2019).

Samtidig legges det frem at det foreligger et verdipotensial for en utbygging av flytende vindkraft i Norge som kan oppnås ved å for eksempel bruke erfaring og kunnskapsgrunnlag norske leverandører har fra olje- og gassnæringen. I tillegg til å vurdere et nordisk samarbeid og felles investering av flytende vindkraft (Karstad et al., 2019; Winje et al., 2019).

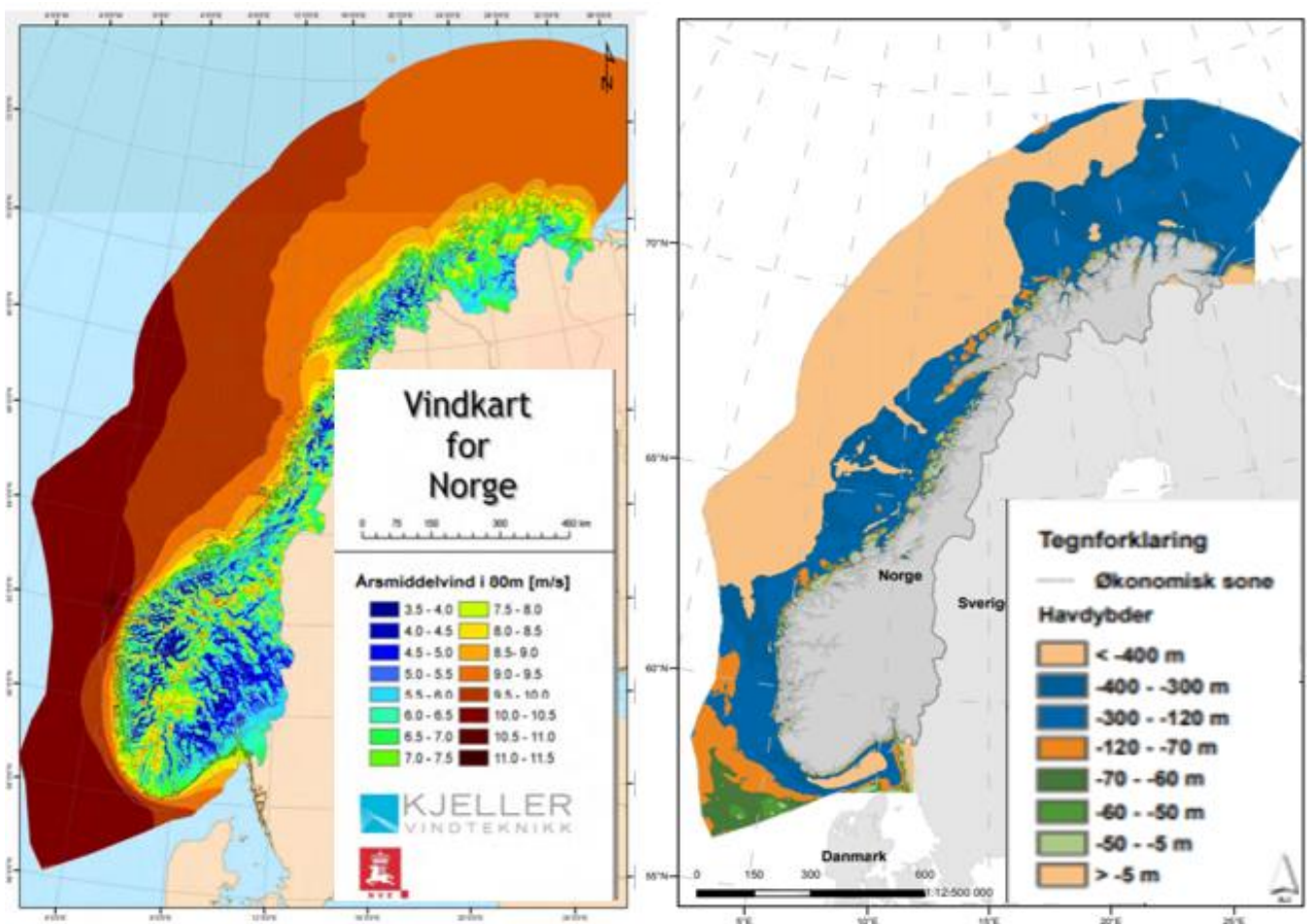
3.3.1 – Forutsetninger for offshore vindkraft i Norge

Vindressurs

I 2009 ble det gjennomført en landsomfattende kartlegging av vindressursene i Norge innenfor den økonomiske sonen, gjennomført av NVE og Kjeller vindteknikk (Øyvind Byrkjedal, 2009). Kartoversikten viser de potensielle vindressurene i Norge som varierer mellom 3,5 – 11,5 m/s og viser at det er størst vindressurspotensialet til havs.

Havdybde

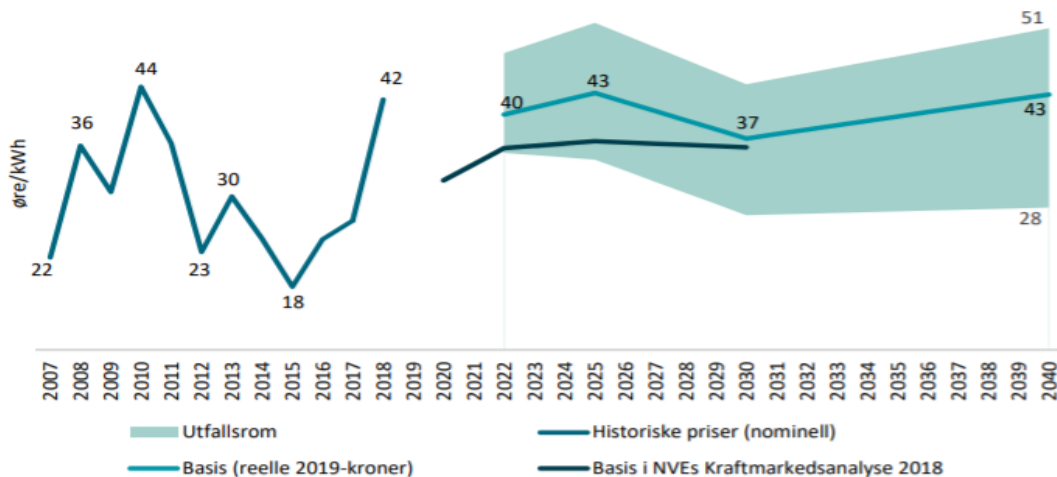
I Drivenes et al (2010) beskrives havdybden som en av de viktigste faktorene for den tekno-økonomiske egnetheten og utbyggingen av offshore havvind i tiltaksområdene. Helt til høyre i figur 10 vises en oversikt over havdybden utenfor kysten av Norge. Dybden varierer mellom 5-400 meter der de fleste områdene har en dybde ≥ 300 meter representert med blått og viser områder som er uegnet for bunnfast vindkraft.



Figur 10: Norske vindressurser- og havdybder, kilde NVE

Kraftprisen:

Den norske gjennomsnittlige kraftprisen forventes å holde seg relativt stabil med en jevn økning frem mot 2040 fra ca. 40 til 43 øre/kWh mellom 2022 -2040 basert på basis- scenarioet (Gogia et al., 2019). Kraftprisens utviklingstrend vises i figur 11, hvor middel-scenarioet for prisutviklingen er basert på samme utbyggingstrend redegjort i delkapittel 2.1, som antar en økning på 15 TWh fra dagens situasjon. Lagt frem i (Veie et al., 2019).



Figur 11: Utviklingstrend for den norske kraftprisen (Gogia et al., 2019).

Utfallsrommet for prisutviklingen går ut på følgende faktorer og prisstigning- og demping. Prisøkningen kan oppstå som følge av høyere gass eller CO₂ – priser. Prisreduksjonen kan komme av en økning i uregulerbar fornybar energi i Norden eller Europa. Dette gir et utfallsrom for prisutviklingen 28-51 øre/kWh (Gogia et al., 2019).

Brukstid

Brukstiden er avgjørende for mengden vindkraft produsert og lønnsomheten (inntekten) for tiltakshavere av vindkraftprosjektet. Brukstiden beskriver hvor mange timer/ år turbinen klarer å utnytte vindressursene og produsere elektrisitet. De siste årene har det vært en jevn økning i produksjon, som kan komme av høyere brukstid og en teknologisk utvikling med større turbiner. Utviklingen av flere moderne turbiner kan bidra med en høyere brukstid som følge av at turbinen klarer å utnytte og hente mer av samme vindforhold (NVE, 2019a; Weir & Aksnes, 2018).

Kostnader

Kostander og kostnadsutvikling spiller en sentral rolle for utbygging av havvind i Norge. Siden de norske geografiske egenskapene som dybde og bunnforhold, samt avstand bidrar med å gjøre en offshore utbygging dyrere i Norge sammenlignet med europeiske prosjekter. Dette kan indikere at de norske offshoreutbyggingene er mer avhengig av kostnadsutviklingen fremover, slik markedet er nå. (Østenby Myhrer, 2019).

Tabell 3: Karakteristika for havvindprosjekter i Europa og Norge (Østenby Myhrer, 2019).

	Onshore vindkraft i Norge (2018)	Gjennomsnitt i Europa (2018)	Sørlige Nordsjø 2	Sandskallen Sørøya nord
Gjennomsnittlig dybde (m)	-	27	60	89
Distanse fra kyst (km)	-	33	140	14
Størrelse på vindpark (MW)	506	560	1500	200
Snittvind (m/s)	8,1	9,3	10,5	10,2

Virkemidler

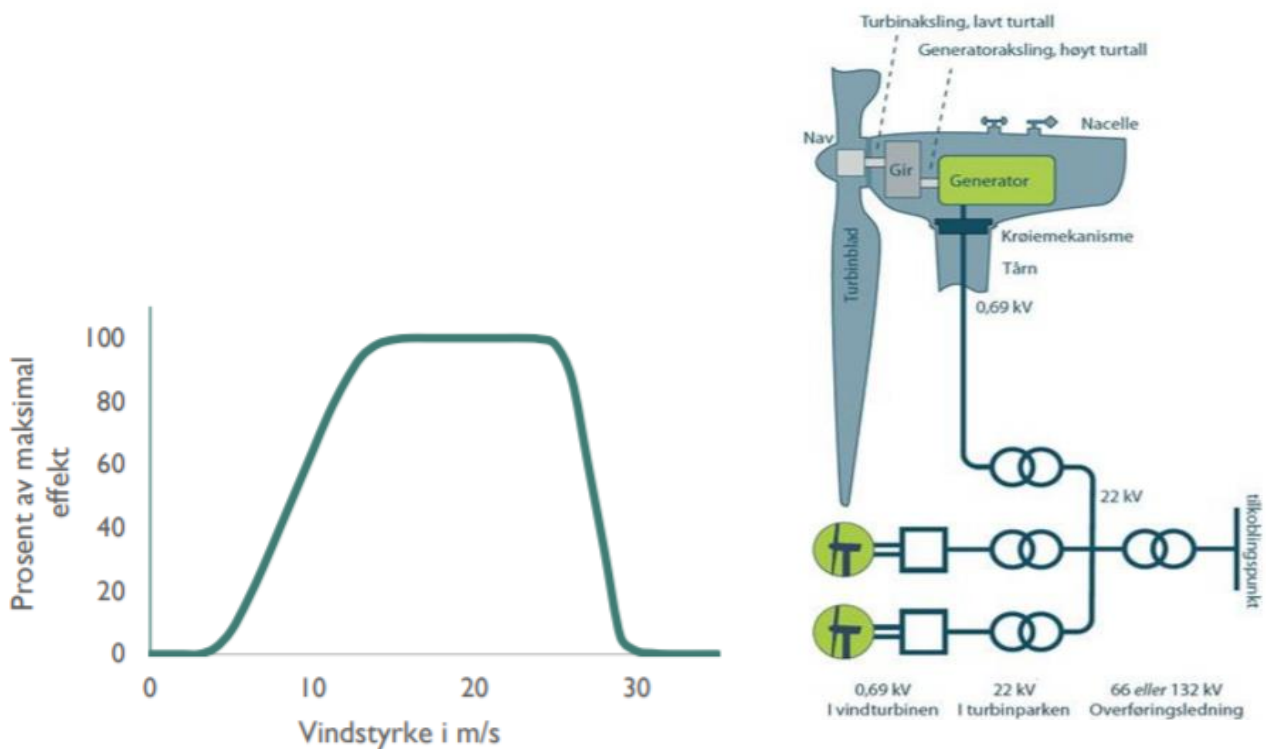
For landbasert vindkraft har det vært brukt grønne elsertifikater som virkemidler siden 2012, for offshore vindkraft er det ennå ikke opprettet en støtteordning i Norge for verken bunnfast eller flytende vindkraft. I en europeisk sammenheng har det vært brukt «Feed-in-tariffer» som gir tiltakshavere en garantert kraftpris. Som senere har skiftet til mer markedsbasert støtte via auksjoner og auksjonspriser¹² (Ueland et al., 2019). Der vindkraftprodusenter i Tyskland og Nederland har meldt inn bud om prosjektgjennomføring etter 2020, uten subsidier eller statlige støtteordninger. Der auksjonsprisene har hatt en fallende trend, spesielt for prosjekter etter 2020 (NVE, 2019e). Selve støtteutformingen varierer fra land til land, der for eksempel utbygginger i Danmark, Nederland og Tyskland får dekke nettilknytning og utredning av tiltaksområdet.

¹² **Auksjonspriser** = Betegner inntektsnivået som tiltakshaver trenger i støtte for å realisere utbyggingen og drifte prosjektet (Ueland et al., 2019). Fremmer teknologisk utvikling, der prosjekter med lavest krav til støtte vinner retten til utbygging.

3.5 – Teknologi

Vindkraft er en fornybar energikilde og teknologi som utnytter vinden «masse i bevegelse» ved å omdanne og benytte bevegelsesenergien til elektrisk energi (NVE, 1998; NVE, 2019b). Den vanligste type vindturbin er en horisontalakslede vindturbin, installert med tre rotorblader som roterer på en horisontal aksel. Denne typen vindturbin kan igjen deles opp i to hovedkategorier, som er girede og direkte-drevne turbiner (NVE, 2019b). Effektkurven til vindturbinene viser en oversikt over den teoretiske optimale produksjonen, ved gitte vindhastigheter (v). Hastighet > 25 m/s vil medføre stans i produksjon for å unngå belastninger.

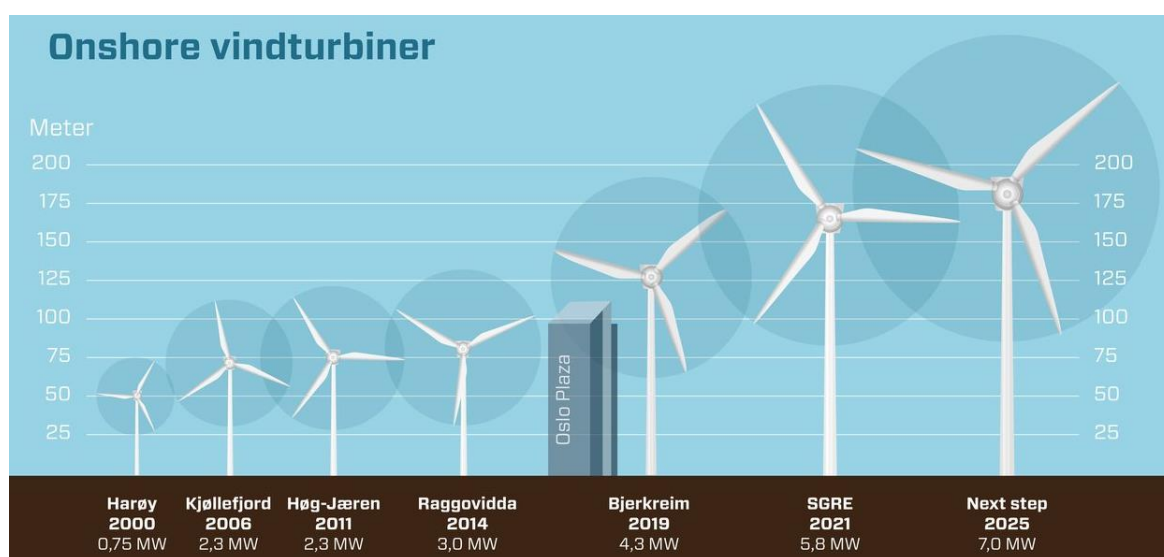
En vindturbin består av rotorblader, nacelle, girsystem, generator, bremses og Yaw-system. Rotorbladene er festet i nacellen (maskinhuset), der turbinene utnytter bevegelsesenergien og luftstrømmene til å dreie rundt. Nacellen inneholder hovedakselen, girsystemet og generatoren. Girsystemet har som funksjon å optimalisere produksjonen ved å opprettholde tilstrekkelig omdreiningshastighet i generatoren. Generatoren omdanner mekanisk energi til elektrisk energi og bremsene brukes etter behov enten mekanisk, elektrisk eller hydraulisk gitt høy vind. Yaw – systemet styrer bladene/nacellen etter vindretningen (NVE, 2019b)



Figur 12: En vindturbins effektkurve og komponenter (NVE, 2019b)

3.1.1 – Landbaserte vindturbiner

De landbaserte vindturbinene har siden den første utbygningen i 1998 økt i både størrelse og effekt. Den gjennomsnittlige effekten per/turbin fra den første operative turbinen og frem til i dag har ligget på ca. 3 MW (NVE, 2019d). Som har vært utgangspunktet for beregninger av kraftproduksjon eller lønnsomhetsberegninger. Den siste ferdigstilte vindparken i 2019 ble satt opp på Bjerkreim, med turbiner på 4.2 MW med en tårnhøyde på 125 meter.



Figur 13: Utvikling av onshore vindturbin, kilde (Viseth, 2019).

Nyere forskning og utvikling

Fremover mot 2030 og 2040 vil turbinene få en betraktelig økning i turbinhøyde og effekt, slik det er vist i figur 14. Her predikeres det å ha tilgjengelig vindturbiner i en størrelsesorden på 7 MW innen 2025, med en tårnhøyde på 180 meter. En lignende utviklingstrend ble også lagt frem i (NVE, 2019a) som antok det realistisk å ha en kommersielle turbinstørrelse på 6 MW i 2020. Satt i perspektiv vil dette tilsvare ca. 100 meter høyere tårnhøyde enn gjennomsnittlige norske turbinen frem til i dag. I slutten av 2019 annonserte den spanske vindkraftprodusenten SGRE et planlagt samarbeid med vindkraftprosjektet Skaftåsen (231 MW). For dette prosjektet er det planlagt å bruke turbiner i en størrelsesorden på 6,6 MW (Richard, 2019).

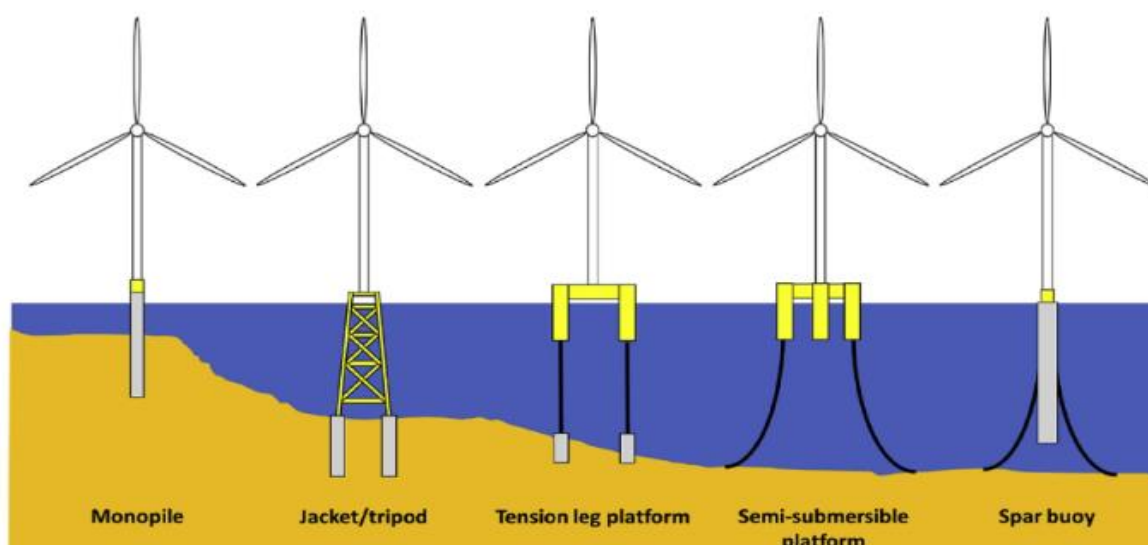
3.1.2 – Offshore vindturbiner:

Innenfor offshore vindkraft finnes det flere typer fundamenter, for både bunnfast og flytende vindkraft, der installasjonen og teknologivalget er avhengig av både havdybde og bunnforhold. For bunnfast vindkraft er gode bunnforhold (stabilt, godt feste) en essensiell forutsetning, der steiner og ujevn bunn kan medføre problematikk og vanskeligheter (Østenby Myhrer, 2019).

Tabell 4: Oversikt over teknologiløsninger for offshore (Drivenes et al., 2010)

Bunnfast vindkraftteknologi:	Flytende vindkraftteknologi:
<ul style="list-style-type: none">• Monopeler• Gravitasjonsfundamenter• Jackets/Tripoder	<ul style="list-style-type: none">• Hywind• Sway• Blue – H• Windflot• WindFloat• WindSea

En av hovedforskjellene mellom de bunnfaste og flytende teknologiløsningene er det flytende støttesystemet (Kausche et al., 2018). Utviklingstrenden av flytende vindkraft og de innovative fundamenteringskonseptene er basert på eksisterende, bunnfaste teknologiløsninger. Slik det kommer frem i figur 15, som viser utviklingen fra bunnfaste turbiner (venstre) og over til flytende turbinløsninger mot (høyre). Dette innebærer at flytende vindkraft har et potensial for optimalisering både ved vindturbindesignet og kostnadsreduksjon.



Figur 14: Dagens teknologiløsninger for bunnfast og flytende (Kausche et al., 2018).

Nyere forskning og utvikling

Den teknologiske utviklingen innenfor offshore havvind har gjort teknologien mer robust og egnet for dypere vann, der bunnfaste turbiner nå kan operere på havdyp opp til 60 meter (Østenby Myhrer, 2019). En trend som mest vil fortsette i årene fremover. I Ueland et al (2019) ble det antatt en forventet utvikling av større turbiner til havs, i forhold til dagens på 6-8 MW per turbin. I slutten av 2019 ble det i henhold Dogger Bank-prosjektet utenfor Storbritannia annonsert at den bunnfaste vindturbinmodellen (Haliade-X, 12 MW) hadde produserte sin første kWh. Som med sine 12 MW hadde en kapasitetsfaktor på 63 %. Dette ble beskrevet som en milepæl for offshore havvind der steg videre ville være nærmere tesing og sertifisering av modellen frem mot 2020 (Doggerbank, 2019). I tillegg legges det frem i IEAs nye offshore vindrapport at flere europeiske vindkraftaktører forventer å ha kommersielle, operative vindturbiner mellom 13-15 MW/turbin for prosjekter i 2024 (Noonan et al., 2018).

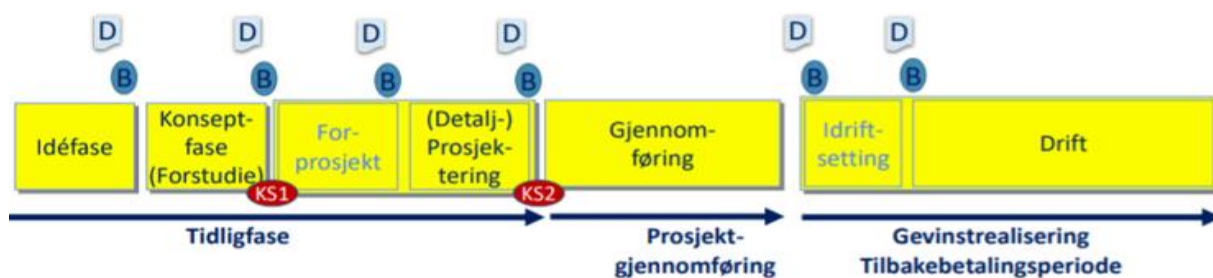
Den teknologiske utviklingen for flytende vindkraft er vanskelig å forutsi og hvilke modelltyper som blir mest utbredt, tatt i betraktning at markedet i dag kun består av FoU – og pilotprosjekter for enkeltturbiner. I dag ligger verdens størst flytende vindpark Hywind Scotland på kun totalt 30 MW. Generelt omtales 500 MW total installert kapasitet som den kommersielle størrelsen, som viser at flytende vindkraft fortsatt har en lang vei å gå, jfr. vedlegg 2 & (Winje et al., 2019). Valg av turbinmodell er avhengig av teknologiens egnethet til å takle tøffe naturforhold. Frem til nå har den flytende modellen Spar-Buoy vært av størst suksess (Østenby Myhrer, 2019). Turbinstørrelsen for flytende vindkraft vil nok ligge i størrelsesorden 8 MW, som blir brukt i Hywind Tampen.

3.6 – Kostnader

På et overordnet nivå vil kostnadskomponentene for onshore og offshore vindkraft være bygd opp likt. Variasjonen i kostnad mellom teknologiene er avhengig av flere essensielle faktorer som for eksempel den teknologiske utviklingen eller geografiske og prosjektspesifikke faktorer. Et vindkraftprosjekt består av kostnadskomponenter innenfor (Association, 2009; NVE, 1998):

- **Prosjektutvikling og planlegging**
- **Investeringskostnad** (hovedsakelig turbinen)
- **Drifts- og vedlikeholdskostnader**
- **Elektrisitetsproduksjon** (ressursgrunnlaget og energitap)
- **Kapitalkostnader** (diskonteringsraten / avkastningskravet)
- **Levetiden til turbinen**
- **Restverdi**

Kostnadskomponentene ovenfor kan oppstå og påvirke vindkraftverkene på ulike tidspunkter eller faser gjennom levetiden. Dette kan deles inn i tre ulike faser gjennom prosjektlivsløpet¹³ og består av tidligfase, prosjektgjennomføring (anleggsfasen) og gevinstrealisering (driftsfase) (Arild Stavne, 2009). Utgifter tilknyttet de to første fasene gjelder for investeringskostnaden og den siste fasen omfatter kostnadene drift- og vedlikehold.



Statens prosjektmodell

KS1 – Regjeringsbeslutning. Skal sikre taktisk og strategisk vellykkethet: Vurdering av effekt- og samfunns mål.

KS2 – Stortingsvedtak. Skal sikre operasjonell vellykkethet: Realistiske budsjetter, tids- og kostnadseffektivitet.

Figur 15: En oversikt av prosjektlivsløpets faser (Finansdepartement, 2019).

¹³ **Prosjektlivsløpet** = Ulike fasene gjennom livsløpet til prosjektet, fra utvinning av materialer til nedleggelse og restverdi som blir påvirket av inntekter og kostnader.

Investeringskostnader (I)

Investeringskostnader består generelt av anskaffelses- og installasjonskostnader, som innebærer kostnader tilknyttet engangskjøp av produksjonsutstyr og annen teknologi eller materiale som er nødvendig for anleggsfasen og driftsfasen i prosjektet. Investeringskostnaden gjelder for kostnader tilknyttet infrastruktur, veikonstruksjon, transformatorstasjon, nettilknytning og kabler, fundament og generator (Multiconsult, 2012b; Sidelnikova et al., 2015). Kostnadene som gjelder for turbiner er prosjektspesifikke, dette betyr at det kan oppstå kostnadsforskjeller selv om prosjektene har like utbyggingsforutsetninger som dimensjonering eller størrelse. Hvor stor andel hver komponent i investeringskostnaden utgjør og av den totale utbyggingskostnaden varierer mellom vindkraftteknologiene (Sidelnikova et al., 2015).

Tabell 5: Fordeling av investeringskostnader for vindkraft (Østenby Myhrer, 2019).

	Landbasert vindkraft	Bunnfast vindkraft	Flytende vindkraft
Turbin	70 %	33 %	24 %
Infrastruktur:	25 %	50 %	60 %
Finans og prosjektutvikling	5 %	17 %	16 %

Drifts – og vedlikeholdskostnader (DOV)

Drifts- og vedlikeholdskostnader er utgifter tilknyttet vedlikeholdsarbeid, servicekontroll eller innkjøp av reservedeler gitt at det oppstår skader eller andre uforutsette hendelser i løpet av vindkraftverkets drift- og produksjonsfase (Association, 2009). Som betyr at utgiftene består av faste og variable kostnader. Siden dette er kostnader som påløper hvert år må det diskonteres, og i likhet med investeringskostnadene er det stor variasjon i kostnader mellom prosjekter. Avhengig av faktorer som lokalisering, størrelse, valg av operatør eller værforhold. Spesielt for større offshoreutbygginger da det finnes lite kunnskap og erfaringer globalt sett. (Multiconsult, 2012b; Sidelnikova et al., 2015).

3.2.1 – Landbasert vindkraft i Norge

Kostnader tilknyttet vindkraft er som nevnt ovenfor prosjektspesifikke og generelt i Norge ligger investeringskostnaden og driftskostnadene på 10 500 kr/MW, og 10-15 øre/ kWh over levetiden for vindkraftverket. Tabell 6 viser en full oversikt av kostnadsutviklingen for landbasert vindkraft frem til 2019. Her kan det observeres høye brukstimer for de utvalgte prosjektene og vindkraftverkene, som i forhold til nøkkeltall presentert i delkapittel 2.1 ligger over gjennomsnittet (2875 timer). Den høye brukstiden for de utvalgte turbinene, innenfor perioden 2014 – 2017 kan forklares som følge av bedre vindforhold (blåser mer), i tillegg til at en større andel av de operative vindturbinene består av flere moderne turbiner. Kostnadsreduksjonen kan observeres i endringen av LCOE hvert år frem mot 2019.

Nyere studier gjennomført av NVE (2019a) forventes det ytterligere kostnadsreduksjoner for landbasert vindkraft i Norge, med en større reduksjon innenfor drift og vedlikeholdskostnader. Frem mot 2020 blir det antatt at energikostnaden for landbasert vindkraft blir videre redusert fra 33 øre/kWh til ca. 27. øre/KWh.

Tabell 6: Kostnadsoversikt av landbasert vindkraft, NVE & (Ueland et al., 2019).

Landbasert		År	(2007-2008)	(2011-2013)	(2014-2015)	2017	0.Alt 2018	0.alt 2019
Ytelse	MW	2841	2872	3813	3556	506	100	
Fullasttimer (Gjennomsnitt)	timer/år	2841	2872	3813	3556	3857	3400	
Turbin:	kr/kW	8088	7807	8731	7552			
Sum andre kostnader	kr/kW	2679	4025	4249	3165			
Fundamnter	kr/kW	431	612	1074	510			
Bygg/vei/kai/anlegg	kr/kW	810	1659	1660	998			
Internt nett	kr/kW	411	556	447	350			
Eksternt nett	kr/kW	524	374	506	680			
Grunnervervelse/engangskostnader	kr/kW		158	146	203			
Prosjektledelse	kr/kW	485	666	1092	415			
Sum investeringskostnader	kr/kW	10 766	11 832	10479	10 708	10 479	10 500	
Drifts- og vedlikeholdskostnader	øre/kWh	15	15	10	10	9,95	10,3	
LCOE (6 % kalkulasjonsrente):	øre/kWh	48	51	40	36	33		

For lønnsomhetsberegningene i nytte/kostnadsanalysen blir det brukt kostnadene fra 2019 for å representere 0.Alt og landbasert vindkraft.

3.2.2 – Offshore vindkraft i Norge

I dag finnes det svært få nasjonale erfaringstall for kostnader for havvind i Norge. Basert på internasjonale tall fra prosjekter mellom 2012-2015 lå investeringskostnaden 23-27 M.NOK/MW (Sidelnikova et al., 2015). De europeiske prosjektene hadde en dybde på 5-26 meter og avstand fra kyst på 2-74 meter, faktorer som varierer i forhold til norske utbyggingsområder, jfr. figur 11. I fagrapportene Multiconsult (2012a) & (2012b) ble det utført et 2020-scenario for en utbygging av fremtidig offshore vindkraft i Norge. For bunnfast vindkraft ble det estimert en forventet investeringskostnad på 26-31 M.NOK/MW med en LCOE på 90-120 kr/kWh. For flytende vindkraft ble beregnet en forventet investeringskostnad mellom 120-160 kr/kWh for et utbygging på 30-60 meter havdyp (Multiconsult, 2012a).

I samme fagrapport ble det antatt at for et typisk offshore vindkraftverk å ha en drifts- og vedlikeholdskostnad på ca. 2 kr/KW per år. I Sidelnikova et al (2015) ble det antatt en kostnad på 1.0 kr/KW per år for en hypotetisk vindkraftutbygging på 500 MW i 2014. Dette viser at det kostnadene for drift og vedlikehold har en stor variasjon. Kostnadene representert i tabell 7 er anskaffet etter samarbeid og samtaler med NVE og seksjonsleder Ann Myhrer Østenby. Kostnadene nedenfor vil bli brukt som basisforutsetninger for en utbygging til havs.

Tabell 7: Kostnadsoversikt for offshore vindkraft (bunnfast og flytende) kilde NVE

(Basert på 2017-tall)		2019	2017	2022
Offshore vindkraft:		Bunnfast	Flytende	Flytende
Kraftverk		SN2	Hywind Scotland	Hywind Tampen
Turbin benyttet på beslutningssted:	Størrelse (MW)	10 MW		8 MW
Ytelse	MW	1500	30	88
Fullasttimer	Timer/år	4292	5084	4365
Investeringskostnader				
Kraftverkskostnader (turbin)	€/kW	1600		
Fundament	€/kW	947		
Elektrisk infrastruktur	€/kW	947		
Annen capex	€/kW	594		
Byggetidsrenter	€/kW			
Sum investeringskostnader	€/kW	4088	6944	4500
Drifts- og vedlikeholdskostnader	€/kW/år	53,82	2315	250

Kostnadene for bunnfast og flytende vindkraft er representert i 2017 tall (Euro).

4.0 – Resultat:

Resultatene i masteroppgaven er todelt. I den første delen gjennomføres en verdioverføring for å verdsette og tilegne en økonomisk verdi av de unngåtte landskapsestetiske virkningene av en offshore vindkraftutbygging. I den andre delen gjennomføres en nytte-kostnadsanalysen for å finne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av en offshore vindkraftutbygging.

4.1 – Unngåtte miljøskader ved å flytte vindkraft til havs

I denne analysen gjennomføres en verdioverføring fra et norsk verdsettingsstudie for å estimere den den samfunnsøkonomiske nytten av unngåtte visuelle virkninger ved å flytte den fremtidige landbasert vindkraftutbyggingen ut på havet. Fra delkapittel 2,4 (miljøeffekter) og relevante verdsettingsstudier vurderes de visuelle virkningene å ha en størst påvirkning på mennesker og interessegruppers bruks og ikke-bruksverdier. Fra de norske og nordiske verdsettingsstudiene anses CV-studiet til Kløw (2019) til å være mest relevant for verdsetting av de visuelle virkningene. Videre følges og brukes de åtte trinnene og VT-retningslinjer fra Navrud (2007).

Systemgrense og prosjektdefinisjon

Baisforutsetningene antar en økning på 15 TWh landbasert vindkraft de neste 20 årene og beslutningsstedet i Norge blir bygd ut i en eller flere av områdene, jfr. figur 5 (konsesjonsgitt utbygging) og vedlegg 7. Utbygging av én vindturbin gir et arealbeslag på 0,35 km² (Lindhjem et al., 2019).

Alt.1: Utbygging av 15 TWh bunnfast vindkraft i SN1 og SN2

Alt.2: Utbygging av 15 TWh flytende vindkraft i SN1 og SN2

Tabell 8: Basisforutsetningene til grunn for verdoverføringsstudiet

Tiltaksområdet:	Areal	Vindturbiner	Årsproduksjon	Avstand (kyst):
0.Alt (Landbasert)	375 km ²	1071	15 TWh	•
Alt.1 (SN1 og SN2)	121 km ²	347	15 TWh	149 km
Alt.2 (SN1 og SN2)	152 km ²	434	15 TWh	140 km

Trinn 1 – Identifisering av miljøendring på beslutningsstedet

I. Type miljøgodet

De unngåtte visuelle virkningene og forbedringen av landskapets visuelle grad vil påvirke bruksverdien og ikke-bruksverdien til den norske befolkningen. Miljøendringen av å flytte landbasert vindkraft faller vil påvirke de kulturelle tjenestene. (forbedringen av landskapets visuelle grad) vurderes å omfatte bruksverdien og ikke-bruksverdien til den norske befolkningen og faller under kategorien kulturelle tjenester.

II. Beskrive (forventet) forandring av miljøkvaliteten

Ved å flytte den landbaserte vindkraften til havs, unngår man de potensielle virkningene av en 15 TWh landbasert vindkraftutbygging. Med basisforutsetningene lagt til grunn vedlegg 4 ville det bli bygd ut 1071 turbiner, der hver turbin har en effekt på 4 MW. Til sammen utgjør dette en total effekt på 4286 MW. Som vil ha en turbinhøyde på ca. 200-250 meter. Dette er større turbiner enn tidligere utbygginger. En utbygging som ville gitt et arealbeslag på 375 km².

Trinn 2 – Identifisere den berørte populasjonen på beslutningsstedet

Neste trinn handler om å identifisere populasjon eller befolkingsutvalget som blir påvirket og berørt av en utbygging til havs. En utbygging på 15 TWh ville blitt lokalisert på flere områder enn ett stor beslutningssted, som følge at lokal motstand og nettkapasitetsbegrensninger. Selv om befolkningen viser en høyere preferanse for større utbygginger og færre vindkraftverk. En utbygging innen 2020 ville hatt større vindturbiner enn tidligere, som betyr at utbyggingene ville hatt en større turbindominans, jfr. delkapittel 2,4. Med dette som grunnlag vil hele befolkningen være påvirket. Ifølge SSB (2019) er det totalt 5,36 millioner mennesker i Norge, med en gjennomsnitt på 2,16 personer per husholdning vil det totalt påvirke 2,47 millioner husholdninger (SSB, 2019).

Trinn 3 – Litteraturgjennomgang av relevante primærstudier

Etter gjennomgang av identifiserte verdsetningsstudier hentet fra EVRI og andre databaser i litteraturstudiet er masteroppgaven til Kløw (2019) preferanser for havbasert vindkraft vurdert som det beste alternativet for å tilegne en økonomisk verdi av unngåtte landestetiske effekter.

Trinn 4 – Gjennomgang av utvalget primærstudier (relevans/kvalitet)

Videre vil CV-studiet til Kløw (2019) vurderes basert på følgende kriterier, hvert kriteriet er like viktig i vurderingen om primærstudiets relevans og kvalitet (Navrud, 2007):

- I. *Vitenskapelig nivå* (Avhengig av metoden og forutsetningene i primærstudiet)
- II. *Relevans* (Sammenlignbar og anvendelig)
- III. *Detaljgrad* (Tilføre detaljerte datasett og informasjon)

Vitenskapelig nivå

Kriteriet går ut på at verdiestimatet som overføres fra primærstudiet til beslutningsstedet kun er like god som metoden og forutsetningene som ligger til grunn. Internettpanelundersøkelsen som ligger til grunn for (Kløw 2019) hadde en svarprosent på 83 %, som ligger godt over en anbefalt 50 % svarrate. I tillegg er spørsmålene basert på resultatene fra to fokusgrupper med et representativt utvalg fra Stavanger og Oslo først i 2018 og senere i 2019. Undersøkelsen var satt sammen og regi av SSB og universitetet i Stavanger. Utvalget på 821 deltakere er noe færre enn hva som blir bruk i nasjonale undersøkelser (rundt 1000 respondenter), men blir sett på som representativt og tilstrekkelig utvalg for å uttrykke de norske, nasjonale preferansene

Utvalgets karakteristika viser seg å ha et par avvik i forhold til den gjennomsnittlige norske befolkning, som for eksempel høyere utdanning og gjennomsnittslønn. Respondentene oppga en vanskelighetsgrad på 4,5 av totalt 7, som indikerer en moderat vanskelighetsgrad. Det ble vist gode og oversiktlige visualiseringer av vindkraftutbygging, landbasert og offshore med detaljert informasjon om påvirkninger. Med dette som grunnlag vurderes primærstudiet å ha en robust og forsvarlig metodikk.

Relevans

Relevanskriteriene baseres på hvor godt samsvar det faktisk er mellom primærstudiet og beslutningsstedet. Samsvar i forhold til miljøendringens omfang, påvirkning og varighet, berørt befolkning og sosioøkonomiske variabler. På et overordnet nivå er det høyest samsvar med utbyggingsscenario B og C i Kløw (2019), som går ut på å flytte 1500 turbiner (halvparten) eller 3000 turbiner (hele produksjonen) til havs. Et antall som ligger i overkant av hva som er lagt til grunn i basisforutsetningene med 1071 turbiner. Her vurderes utbyggingsscenario B mest relevant, selv om scenario C flytter hele den fremtidige vindkraftproduksjonen til havs.

Detaljgrad

Analysen av datasettet vurderes å ha en godkjent detaljgrad med en rik beskrivelse av befolkningsutvalget og med solide statistiske forutsetninger, definisjoner og verdier.

Trinn 5 – Velg og oppsummer tilgjengelig data fra utvalgt verdsettingsstudie

I Kløw (2019) ble det estimert en gjennomsnittlig WTP per husholdning per år ved å flytte halvparten eller all fremtidig vindkraftproduksjon til havs, med respektive 1500 turbiner for scenario B og 3000 turbiner for scenario C. Basert på en antatt turbinstørrelse på mellom 3-5 MW per turbin gir dette en installert effekt på ca. 4900 og 6000 MW. Valgekspperimentet i undersøkelsen inkluderte 5 attributter med tre ulike utbyggingsscenarioer der utgangspunktet (0.Alt) gikk ut på en økt utbygging av landbasert vindkraft på ca. 14 TWh.

Resultatet viste at befolkningsutvalget hadde en gjennomsnittlig WTP (i økte strømregninger) på 158,7 kr/ husholdning per måned for scenario B og en gjennomsnittlig WTP på 174,8 kr / husholdning per år, Selv om det viste en robust preferanse for havbasert vindkraft anbefales det å være forsiktig med å bruke verdiestimatene direkte. Da resultatene kan inneholde vesentlige bias eller usikkerhet.

Trinn 6 – Overføre verdiestimatet fra primærstudiet til beslutningssted

For å overføre verdiestimatet funnet i Kløw (2019) brukes en enhetsoverføring, som vurderes som det beste og enkleste alternativet. Verdiestimatet som ønskes å overføres er den **gjennomsnittlig WTP 1904 kr (1700-2010 kr) per husholdning per år over en 10 års periode**, mellom 2020-2030. Verdien på 1904 kr fungerer som en ekstra nytte for bunnfast (Alt. 1) og flytende (Alt.2) vindkraft. Neste steg blir å vurdere behovet for justeringer slik at verdiestimatet unngår potensielle overføringsfeil og kan brukes i de samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegningene (Navrud, 2007). I en verdioverføring er det vanlig å gi verdiestimatet som overføres et usikkerhetsintervall. Basert på fire forskjellige nivåer om de er svært like, ganske like, ganske ulike eller svært ulike.

Her velges det å tilegne verdiestimatet på 1904 kr et usikkerhetsintervall på $\pm 50\%$. Siden begge studiene gjennomføres i Norge, vurderes det ikke et behov for inntektsjustering. Her antas det at WTP på 1904 kr er i 2019-NOK, der det er tatt hensyn til en prisøkning (KPI) fra april 2019 til januar 2020. Med en endring i KPI på 3,34 % ga dette en gjennomsnittlig **WTP på 1968 kr (1757-2077 kr) per husholdning per år med en ± 50 usikkerhetsintervall på 948-2952 kr gitt i 2020-priser** (SSB, 2020).

Trinn 7 – Beregning av den totale nytten for den berørte befolkningen

Den årlige, totale samfunnsøkonomiske nytten av å flytte 1500 turbiner til havs kan beregnes ved å summere den gjennomsnittlige WTP per husholdning/år multiplisert med totalt antall påvirkende husholdninger i Norge.

$$WTP_{total} = \sum_{i=1}^N WTP_i$$

Formel 2: Den totale betalingsvilligheten (WTP)

N = antall påvirket husholdninger og WTP_i = betalingsvilligheten per pr for husholdninger (i).

En gjennomsnittlig WTP på 1968 kr/husholdning per år vil gi en årlig samfunnsøkonomisk nytte på 4, 826 mrd. kr/år over en 10 års periode. For å ta hensyn til den samfunnsøkonomiske nytten som påløper hvert år, estimeres den totale samfunnsøkonomiske nytten $NV(B)$ vist i formelen nedenfor (Navrud, 2015).

$$NV(B) = \sum_{t=0}^T \frac{B_T}{(1+r)^t}$$

Formel 3: Den totale samfunnsøkonomiske nytten

B_t = Den totale samfunnsøkonomiske nytten av WTP_i av miljøgode (unngåtte visuelle virkninger). T er analyseperioden (10 år) for verdien overført fra (Kløw, 2019) og r som er kalkulasjonsrente. Det vil brukes en kalkulasjonsrente på 4 %, jfr. (DFØ, 2018) som en årlig risikostjustert rente og gjelder for prosjekter med en t på 40 år eller mindre (Navrud, 2015). Basert på en kalkulasjonsrente på 4% over en analyseperiode på 10 år vil gi en **nåverdi av en total nytte på 41 mrd.kr**

Trinn 8 – Vurdering av usikkerhet og akseptabel overføringsfeil

Til slutt legges til et usikkerhetsintervall på $\pm 50\%$ slik det ble gjennomført i steg 6. I forhold til en gjennomsnittlig WTP på 1968 kr ga dette et nedre og øvre anslag på 948 – 2952 kr (2020-NOK). **Dette ga en årlig samfunnsøkonomisk nytte mellom (2,43 – 7,29 mrd. kr) og en nåverdi av total nytte mellom (20,5 – 61 mrd.kr).**

4.2 – Nytte/kostnadsanalyse av offshore vindkraft

Av hensyn til oppgavens omfang og tidsavgrensninger er det gjort følgende forutsetninger og avgrensninger basert på teknisk og økonomisk egnethet, fleksibilitet og nettilknytning.

Tabell 9: Prosjektdefinisjon og basisforutsetninger.

		Alt.1	Alt.2	0.Alt
Forutsetninger	Beskrivelse	Bunnfast	Flytende	Onshore
Teknologi				
Årlig produksjon	Kraftproduksjonen fra 2020-2037	15 TWh	15 TWh	15 TWh
Installert effekt:	MW	3465	3465	4286
Turbinstørrelse	Effekt per turbin	10 MW	8 MW	4 MW
Antall turbiner	Antall	347	434	1020
Turbin	Dybde ned til 70 meter	Ja	Ja	Ikke relevant
Brukstid	Vindforhold	Konstant	Konstant	Konstant
Idriftsettelse	Driftsfasen starter 01.01.2020	Lik	Lik	Lik
Overføringstap	Utelukker overføringstap	Ja	Ja	Ja
Økonomi (kostnad)				
Investeringskostnad	Inkludert overføringskabel	Ja	Ja	Ja
Drift og vedlikehold	Konstant gjennom analyseperioden	Ja	Ja	Ja
Kalkulasjonsrente.		4%	4%	4%
Restverdi	Utelukker restverdi	Lik	Lik	Lik

Verdioverføring

For verdioverføringen redegjort i delkapittel 4.1 vurderes det som realistisk å flytte landbasert vindkraft til havs. Slik kan nytte-effekten fra verdioverføringsstudiet brukes.

Nettilknytning

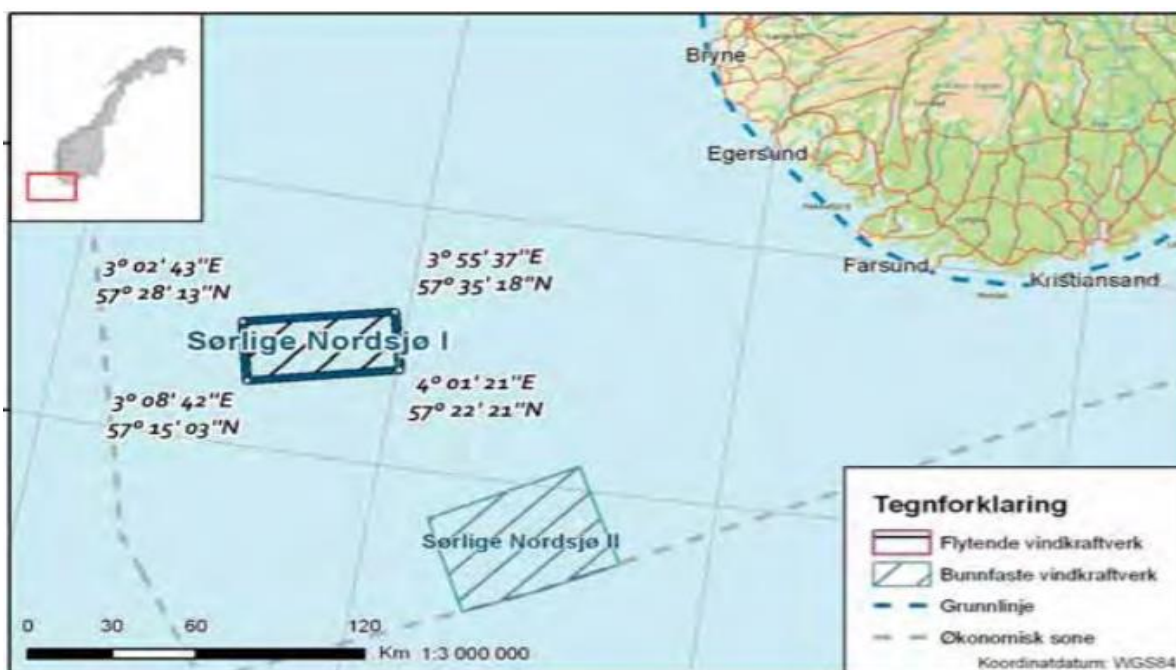
Ifølge Statnett og NVEs strategiske KU vil det ikke være mulig å koble seg opp på kraftnettet i Sør-Norge før 2025. Denne vurderingen er basert på kun én utbygging på 1000 MW, i enten SN1 eller SN2. I tillegg vil utbygging i begge områdene konkurrere om samme nettilknytning. En forenkling blir dermed at SN1 kan kobles opp mot kraftnettet på land i 2020 og SN2 kobles opp til overføringskabelen Nordlink (1400 MW) som går mellom Norge og Tyskland, jfr. vedlegg 4.

Teknisk

En forenkling er at det er teknisk mulig å installere en bunnfast vindturbin på 10 MW og en flytende vindturbin på 8 MW innenfor Sørlege Nordsjø 1 og 2. Brukstiden mellom de to teknologiene vil være like, på 4380 timer (SN1) og 4292 timer (SN2).

Trinn 1 – Prosjektdefinisjon

I Sørvestlige delen av Nordsjøen er det lokalisert to tiltaksområder, Sørliche Nordsjø 1 (SN1) og Sørliche Nordsjø 2 (SN2). Tiltaksområdene ligger ca. 150 km unna norskekysten og er vurdert som to av de beste egnede områdene for en utbygging av havvind. Den store avstanden fra kysten gjør tiltaksområdene aktuelle for å inkludere den ekstra nytten av unngåtte visuelle virkninger. I 2018 ble det foretatt en ny vurdering av egnethet til tiltaksområdene, der NVE (2018) vurderte at det ikke hadde skjedd en endring som forandret anbefalingen (NVE, 2018)



Figur 16: Lokalisering av Sørliche Nordsjø 1 og 2 (Stenshorne B et al., 2013)

Tabell 10: Karakteristika og egenskaper for Sørliche Nordsjø 1 og 2.

	Sørlig Nordsjø 1 (B, F)	Sørlig Nordsjø 2 (B, F)
Innsatsfaktor:		
Areal (km ²):	1375	2591
Områdetype:	Langt, grunt	Langt, grunt
Kapasitet (MW):	1000 - 1500	1000 – 2000
Antall turbiner, 8 MW:	125 – 188	125-250
Antall turbiner, 10 MW:	100 - 150	100-200
Kapasitetsfaktor:	51 – 50 %	51 – 49 %
Produksjon (TWh):	4,5 – 6,85	4,5 – 8,92
Avstand, kysten	149 km	140 km
Dybde:	65 m	53 – 70 m

Trinn 2 – Identifisere og beskrive relevante prosjektalternativer

Nullalternativet (Referansepunkt)

Referansealternativet eller 0.Alt er sammenligningsgrunnlaget i analysen og representerer dagens situasjon. Dette innebærer eksisterende eller pågående prosjekter og de virkningene dette ovenfor samfunnsgruppene. I denne NKA går referansealternativet ut på at det faktisk blir bygd ut landbasert vindkraft. Som betyr at de effektene av en offshore vindkraft har må sees i forhold til de effektene som blir unngått. Referansealternativet går ut på at det blir bygd ut en 15 TWh landbasert vindkraftutbygging innen 2020. Med gitte basisforutsetninger vil utbyggingen bestå av totalt 1071 (4 MW) vindturbiner, med en turbinhøyde ca. 180 meter vil gi en totalt installert effekt på 4286 MW.

Alternativ 1: Bunnfast vindkraft

Flytte 15 TWh landbasert vindkraft til havs innenfor SN1 og SN2, som blir produsert med bunnfast vindturbiner. Utbyggingen består totalt av 347 (10 MW) vindturbiner, der 147 turbiner blir installert SN1 og 200 vindturbiner i SN2, med en turbinhøyde på ca. 210 meter. Med gitte basisforutsetninger gir dette en totalt installert effekt på 3465 MW.

Alternativ 2: Flytende vindkraft

Flytte 15 TWh landbasert vindkraft til havs innenfor SN1 og SN2, som blir produsert med flytende vindturbiner. Utbyggingen består totalt av 434 (8MW) vindturbiner, der 184 turbiner blir installert i SN1 og 250 vindturbiner i SN2 med en turbinhøyde på ca. 160 meter. Med gitte basisforutsetninger vil dette gi en totalt installert effekt på 3465 MW.

Tidsperspektiv (analyseperiode)

Analyseperioden og utbyggingen av offshore vindkraft starter i 2018, med en anleggsfase som varere i 2 år. Dette gjør at utbyggingen står ferdigstilt i 2020 som vil produsere en årlig vindkraftproduksjon på 15 TWh ut 2037. Dette vil gi en analyseperiode på 20 år.

Interessegrupper (Berørt eller påvirket)

En interessegruppe kan defineres som en enkeltperson, organisasjon eller befolkningsutvalg som kan påvirke eller bli påvirket av et prosjekt (Arild Stavne, 2009). Virkningene og effektene av en bunnfast eller flytende vindkraft vil påvirke og berøre interessegruppene forskjellig gjennom prosjektlivsløpet. Her vurderes den største effekten og kostnadsvirkningen å gjelde under anleggsfasen, for begge alternativene. i forhold til økt skipstrafikk, kollisjonsrisiko og støy. Spesielt for installasjon av bunnfaste turbiner.

Tabell 11: Mulige påvirkende interessegrupper (NVE, 2019a; Stenshorne B et al., 2013)

Utbygging av landbasert vindkraft:	Utbygging av offshore vindkraft (SN1 og SN2)
Befolkningen (Brukere, husstander, hytteeiere) <ul style="list-style-type: none">• Bruksverdien/ikke-bruksverdien Reindrift Nabovirkninger Forsvars- og luftfartsinteresser Kraftselskaper (Nettilknytning) Entreprenører (Anleggsfasen og driftsfasen) NGO-organisasjoner (naturvernforbundet, WWF)	Befolkningen <ul style="list-style-type: none">• Bruksverdien/ikke-bruksverdien Petroleumsinteresser Fiskeriinteresser Skipstrafikk Kraftselskaper (Nettilknytning) Entreprenører (Anleggsfasen og driftsfasen) NGO-organisasjoner (naturvernforbundet, WWF)

Det er viktig å presisere at nytte-kostnadsanalysen er basert på et nasjonalt perspektiv som gjør at det blir gjort forenklinger. Dette betyr at de identifiserte og verdsatte virkningene samt potensielle fordelingsvirkninger vil være på et overordnet nivå. Neste steg blir å legge frem de prissatte og ikke-prissatte virkningene med en offshore vindkraftutbygging, gitt at det blir bygd ut landbasert vindkraft.

Trinn 3 – Prissatte virkninger (markedssteder)

En offshore utbygging av bunnfast (Alt.1) eller flytende vindkraft (Alt.2) vil gi prissatte nytte- og kostnadsvirkninger. Den samfunnsøkonomiske nytten representerer de unngåtte kostnadene og ressursforbruket som ville vært brukt på en landbasert vindkraftutbygging. I tillegg til den prissatte nyttevirkingen av unngåtte visuelle virkninger, estimert i verdioverføringen. Den samfunnsøkonomiske kostnaden av en offshore utbygging består av de direkte kostnadene tilknyttet investering, samt drift- og vedlikehold. Dette betyr at de virkningene en landbasert utbygging ville gitt, blir enten trukket fra eller tilført virkningene av å gjennomføre en bunnfast eller flytende vindkraft utbygging.

Nyttevirkninger (prissatt)

Fra verdioverføringsstudiet ble det estimert en årlig nytteverdi på 4,862 mrd. kr over en 10 års periode. Denne prissatte nytte-effekten vil bli inkludert i trinn 5. En landbasert utbygging ville hatt en investeringskostnad på 10,5 millioner kr/MW, med en drift- og vedlikeholdskostnad på 365 500 kr/MW årlig over en 18 års periode.

Kostnadsvirkninger (prissatt)

En bunnfast vindkraftutbygging vill ha en investeringskostnad på 39,3 millioner kr/MW med en årlig drifts- og vedlikeholdskostnad på 516 000 kr over en 18 års periode. En flytende vindkraftutbygging vil ha en investeringskostnad på 43,2 millioner kr/MW med en årlig drift og vedlikeholdskostnad på 2,39 millioner kr/MW over en 18 års periode.

Tabell 12: Kostnader for en offshore utbygging av bunnfast og flytende vindkraft

	Enhet:	Bunnfast (SN1 og SN2)	Flytende (SN1 og SN2)
Investeringskostnad	Kr/MW	28 729 266	32 682 900
Drifts- og vedlikeholdskostnader	Kr/MW/år	169 800	2 102 731

Trinn 4 – Ikke-prissatte virkninger (Ikke-markedsgoder)

En offshore vindkraftutbygging av bunnfast (Alt.1) eller flytende vindkraft (Alt.2) vil i tillegg medføre ikke-prissatte nytte- og kostnadsvirkninger. Den samfunnsøkonomiske nytten er identifisert som de unngåtte miljø- og arealinngrepene. Den samfunnsøkonomiske kostnaden representerer de direkte virkningene en utbygging har innenfor SN1 og SN2.

Virkningene som blir vurdert videre i analysen bør sees i forhold til basisforutsetningene.

Tabell 13: Basisscenario for Alt. 1 og Alt. 2

Bunnfast vindkraftutbygging:	Flytende vindkraftutbygging:
Økt effekt: 3465 MW (347 turbiner, 10 MW) <ul style="list-style-type: none">• SN1 (147) og SN2 (200)	Økt effekt: 3465 MW (434 turbiner, 8 MW) <ul style="list-style-type: none">• SN1 (184) og SN2 (250)

Nyttevirkninger (ikke-prissatt)

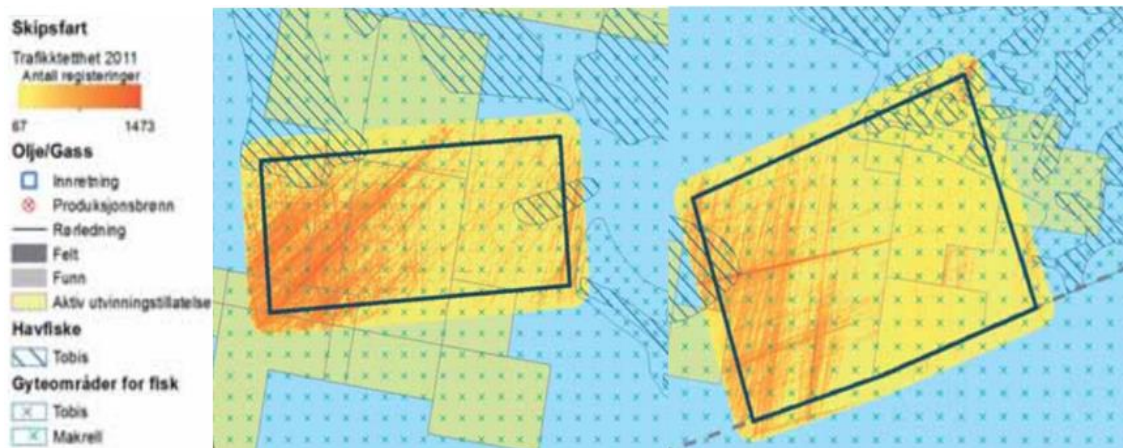
En utbygging på 15 TWh vil øke den globale offshore vindkraftkapasiteten med ca. 17 % og en utbygging av denne størrelsen vil gi økt kunnskapsgrunnlag og læring, samt betydelige kostnadsreduksjoner. En utbygging av flytende vindkraft vil bidra med en større nyttevirking enn bunnfast (Alt.2) da det kan forventes større læringseffekter og kostnadsreduksjoner for en mer umoden teknologi, jfr. (Sidelnikova et al., 2015).

De største nyttevirkningene er de unngåtte arealinngrepene og landskapsestetiske effektene. De negative virkningene en landbasert utbygging ville medført som påvirker bruksverdien og ikke-bruksverdien ovenfor naturmiljø, friluftsliv, rekreasjonsaktiviteter eller biologiske mangfold. På et lokalt nivå vil man unngå støy og økt trafikk tetthet under anleggsfasen.

Med et potensielt unngått arealbeslag på ca. 375 km² kan dette ha positive virkninger på flere interessegrupper avhengig av deres tidligere erfaringer og interesseområde. Turisme og reiseliv kan bli påvirket, som totalt sett vurderes å komme bedre ut av en offshore utbygging. Unngåtte virkninger av rødlistede arter og sårbart biologisk mangfold, samt andre arter av vesentlig nasjonal interesse som fugler, villrein eller flaggermus. Virkningene ovenfor dyre og fugleliv er avhengig av tre faktorer, som artenes livssyklus, adferd og bruk av område, jfr. (NVE, 2019a). En utbygging kan i tillegg bidra med økt verdiskapning og sysselsetting for lokale virksomheter og entreprenører, jfr. (Multiconsult, 2012b; Sidelnikova et al., 2015).

Kostnadsvirkninger (ikke-prissatt)

Kostnadsvirkninger for de ikke-prissatte effektene handler om virkninger som bidrar å redusere velferden til berørte interessegrupper. Effekter som påvirker bruksverdien og ikke-bruksverdien til interessegruppen kommer som følge av økt konfliktnivået fra felles arealbruksinteresser eller skader på marinbiologiske mangfoldet.



Figur 17: Identifiserte virkningene i SN1 og SN2 (Stenshorne B et al., 2013).

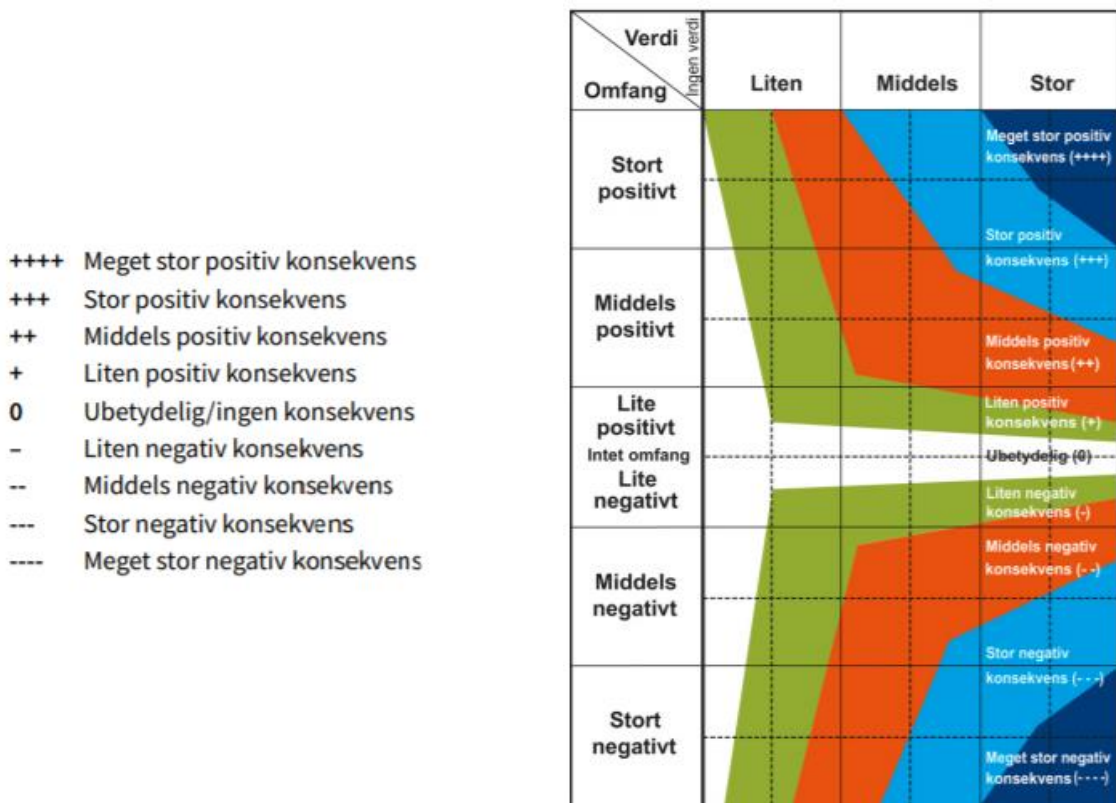
Utbygging av bunnfast og flytende vindkraft i SN1 eller SN2 er vurdert til å ha en virkning på fiskeri, skipstrafikk og spesielt petroleumsvirksomhet. Utbygging i tiltaksområdene har et høyt ressurspotensial og konfliktnivå. Hovedgrunnene til dette er at SN1 er lokalisert mellom oljefeltene Ula og Yme og SN2 er lokalisert øst for oljefeltene Ekofisk og Tor (OECD, 2019)



Figur 18: Oversikt av operative oljefelt i Nordsjøen (OECD, 2019).

Skipstrafikk vil ikke være like påvirket, siden skipstrafikken kan tilpasse og endre rutevalget uten at det får store konsekvenser. Dersom det opprettes korridorer med god fremkommelighet. En utbygging av bunnfast vindkraft vil ha større virkninger under anleggsfasen, selv om Alt.2 og flytende vindkraft installerer flere turbiner. Grunnen til dette er at selve installasjonen vil foregå innenfor tiltaksområdene, istedenfor å slepe hele turbinen etter installasjon på land. Utbyggingen kan ha virkninger på det marinbiologiske mangfoldet, som er svært dårlig kartlagt og undersøkt. Hvert fall unngå utbygging i områder som det er faktisk er kartlagt arter av relevans og viktighet, spesielt under anleggsfasen. SN2 tangere det eneste kjente gyteområdet av fiskearten Tobis i Norge, en art av svært viktig økologisk funksjon. Sjøfugler er mindre påvirket og utsatt.

Metoden for å sammenligne de ikke-prissatte vurderingene er basert på pluss minus – metoden, jfr. (DFØ, 2018) og konsekvensvifta. Konsekvensvifta gjør det mulig å sammenstille verdien av den påvirkende ressursen (liten, middels eller stor) med omfanget av inngrepet (stort negativt til stort positivt). Som til sammen gjør det mulig å vurdere størrelsen på den prissatte effekten (Navrud, 2015).



Figur 19: Pluss/minus – metoden og konsekvensvifta (DFØ, 2018; NOU 2012: 16)

Her må den samlede effekten av utbyggingen til havs sees kontra på land.

Tabell 14: Ikke-prissatte virkninger av bunnfast og flytende vindkraft

	Alt.1 (Bunnfast):	Alt.2 (flytende)
Ikke-prissatte virkninger:	Konsekvenser:	Konsekvenser:
Læringseffekt	++	+++
Fugl	+++	+++
Reindrift	+	+
Reiseliv og turisme	+++	+++
Kulturminner	+	+
Naturmiljø	++	++
Forsvaret	+	+
Tobis	---	--
Skipstrafikk	---	---
Petroleumsvirksomhet	----	----
Kollisjonsfare (anleggsfasen)	---	--

Det ble antatt at de unngåtte landskapsestetiske virkningene inngår i landskap, friluftsliv, nabovirkninger og rekreasjonsaktiviteter, og ikke faller innenfor påvirkning på det biologiske mangfoldet.

Trinn 5 – Vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet (Netto nåverdi)

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten bunnfast NNV_1 eller flytende NNV_2 er estimert med nettonåverdimetoden. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten beregnes ved å summere de totale nyttevirkningene (B_t) og kostnadsvirkninger (K_t) over prosjektets livsløp (t) som blir diskontert med en 4 % kalkulasjonsrente (r) (DFØ, 2018; Sidelnikova et al., 2015). Alle nytte og kostnadsvirkninger er representert i NOK-2020.

$$NNV (\text{Netto Nåverdi}) = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - K_t}{(1 + r)^t}$$

Nyttevirkninger

Fra verdioverføringsstudiet ble det estimert en årlig nytte på 4,826 mrd. kr. Med en anbefalt kalkulasjonsrente på 4 % over en 10 års periode **ga dette en total nåverdi på 41 mrd. kr.**

En utbygging av offshore vindkraft vil gjøre at man unngår kostnadene av en utbygging på land. Med gitte basisforutsetninger vil en utbygging på 4286 MW gi en investeringskostnad på 44,1 mrd. kr og en drifts- og vedlikeholdskostnad på 1,586 mrd. kr over en 18 års periode. **Dette gir en total nytte og nåverdi på 65,4 mrd. kr.**

Kostnadsvirkninger

En utbygging av bunnfast vindkraft på 3465 MW vil gi en investeringskostnad på 133,8 mrd. kr med en årlig drifts- og vedlikeholdskostnad på 1,837 mrd. kr over en 18 års periode. **Dette ga en nåverdi av kostnader på 162,8 mrd.kr.**

En utbygging av flytende vindkraft på 3465 MW vil gi en investeringskostnad på 146, 7 mrd. kr med en årlig drifts- og vedlikeholdskostnad på 8,535 mrd. kr over en 18 års periode. **Dette ga en nåverdi av kostnader på 271,3 mrd.kr.**

Tabell 15: Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av Alt.1 og Alt.2

	Alt.1 (Bunnfast)	Alt. 2 (flytende)
Netto Nåverdi (NNV)	-51 467 044 385 kr	-153 081 409 759 kr

Tabellen ovenfor viser NNV av en bunnfast eller flytende vindkraftutbygging i Sørilige Nordsjø 1 og 2. De samfunnsøkonomiske beregningene er gjort med hensyn på hva som er teknisk mulig i dag. Netto nåverdien til Alt.1 og Alt.2 er negativ som betyr at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut en 15 TWh til havs, gitt at det blir bygd ut landbasert vindkraft med tilsvarende kapasitet.

Trinn 6 – Gjennomføre usikkerhetsanalyser (følsomhetsanalyse)

Basert på anskaffet data, forutsetninger og egne vurderinger ble den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av en bunnfast og flytende vindkraftutbygging estimert. Siden det er tilknyttet en del usikkerhetsmomenter og risiko med en norsk, offshore vindkraftutbygging i dag, vil det bli gjennomført en følsomhetsanalyse. Analysen kan gi en indikasjon på hvor robust eller følsom NNV til hvert alternativ er med en endring av sentrale faktorer.

Følgende faktorer ble sett nærmere på og endret innenfor et usikkerhetsintervall på ± 50 %.

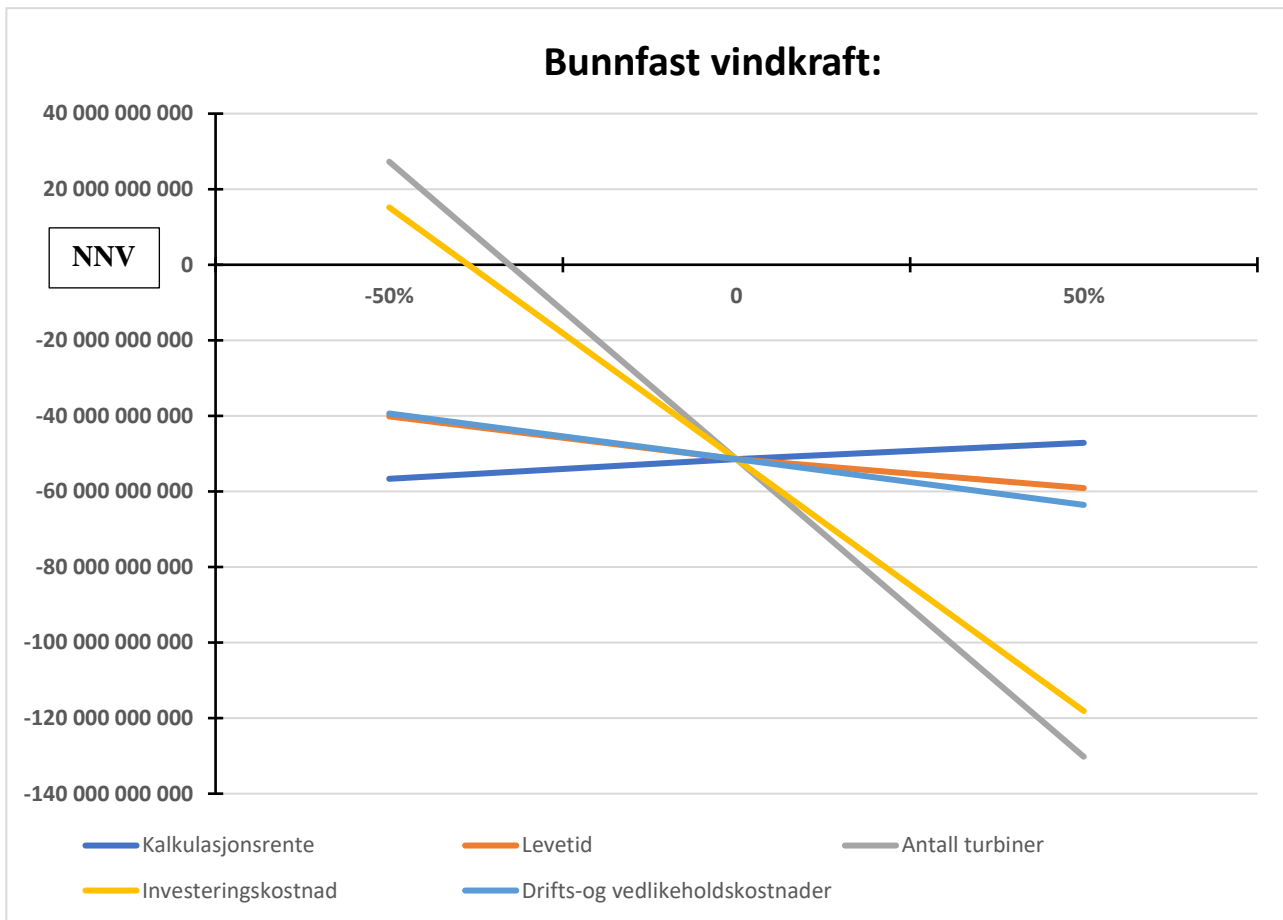
- **Kalkulasjonsrente:** 4 %
- **Levetid** (Analyseperiode): 20 år
- **Antall turbiner** (installert effekt):
- **Investeringskostnad:** 133, 315 mrd.kr (bunnfast) og 146,75 mrd. kr (flytende)
- **Drift og vedlikehold:** 1, 837 og 8,535 mrd.kr per år (bunnfast/flytende) over 18 år.

Følgende scenarioer vil bli gjennomført videre i usikkerhetsanalysen:

- **Scenario 1:** Utbygging av Doggers Bank (Haliade-X, 12 MW bunnfast vindturbin)
- **Scenario 2:** Verdioverføringen (Overestimert, underestimert)

I følsomhetsanalysen holdes virkningene av landbasert vindkraft konstant. Dette innebærer nytten av de unngåtte visuelle virkninger på 41 mrd. kr, og nytten av å unngå en utbygging på land på 65,4 mrd. kr. Det er kun faktorene for Alt.1 og Alt.2 som forandres i analysen.

Følsomhetsanalyse for Alt.1:



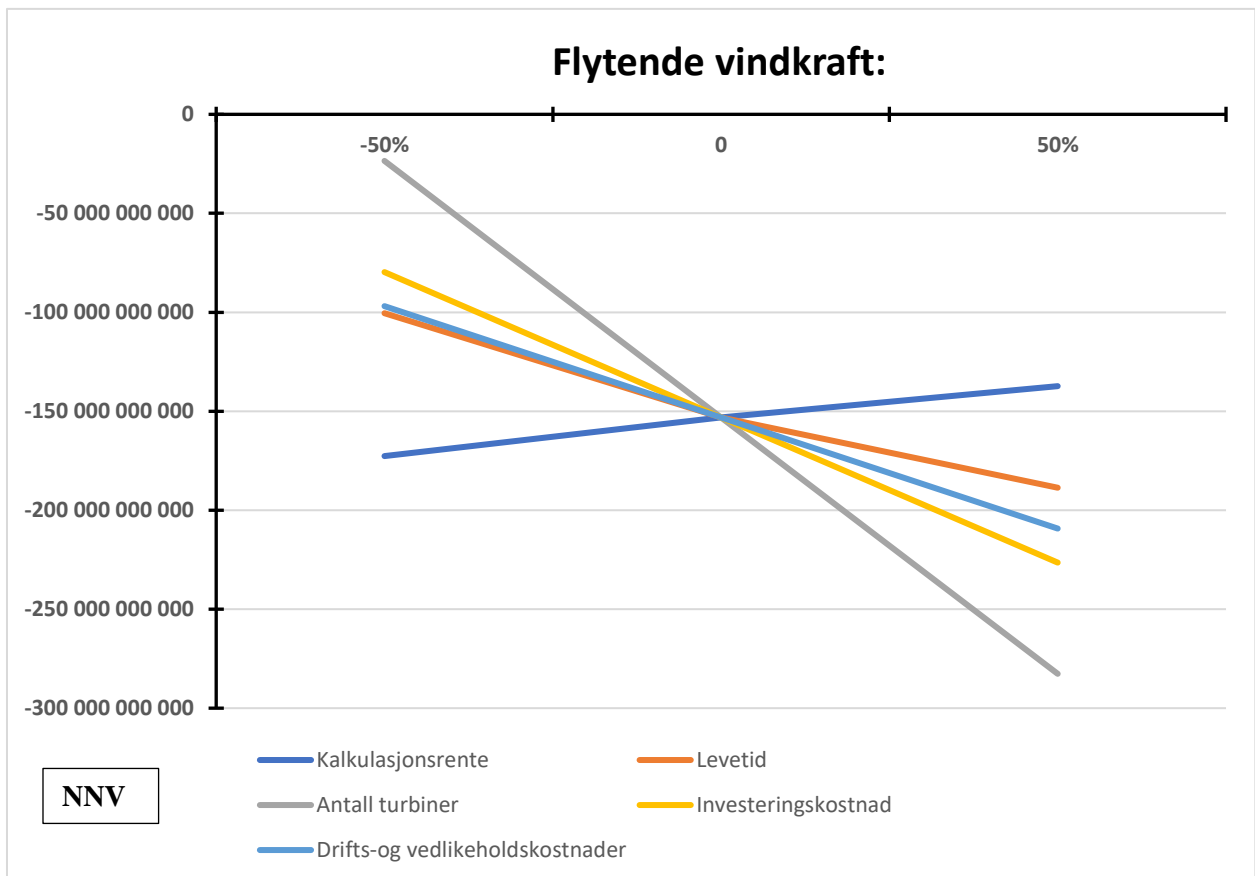
Figur 20: Følsomhetsanalyse av ulike faktorer i netto nåverdi for bunnfast vindkraft

Det ble gjennomført en følsomhetsanalyse for Alt.1, som viser hvordan en endring i faktorene på $\pm 50\%$ påvirker netto nåverdien. Helningen på kurvene indikere hvor følsom eller robust NNV er for endring, der de bratteste kurvene indikerer hvilke faktorer som påvirker mest. De faktorene som ga størst utslag på NNV₁ for bunnfast vindkraft var antall turbiner (installert effekt) og investeringskostnad.

Antall turbiner som blir installert er avhengig av flere faktorer, som for eksempel brukstiden, kapasitetsfaktor og turbinstørrelse (turbinmodell, høyde, sveipeareal, effekt/turbin). Siden følsomhetsanalysen kun ser på en forandring av faktoren antall turbiner alene, er det vanskelig å si helt sikkert hva som påvirker endringen mest og er av vesentlig betydning.

For bunnfast vindkraft var det kun to tilfeller med en $\pm 50\%$ endring at NNV_1 var positiv, som betyr at det var samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut 15 TWh bunnfast vindkraft, gitt at det ble bygd ut på land. Alt.1 var samfunnsøkonomisk lønnsomt gitt en reduksjon i antall turbiner på ca. 30 % og en reduksjon i investeringskostnader på ca. 40 %. En basisforutsetning er at det må produseres 15 TWh vindkraft årlig og gitt at antall turbiner reduseres og brukstiden holdes konstant vil det ikke være mulig å oppnå produksjonsforutsetningen. Ved en økning av kalkulasjonsrenten eller en reduksjon i de andre faktorene vil det ikke være lønnsomt å bygge ut bunnfast vindkraft i SN1 og SN2.

Følsomhetsanalyse for Alt. 2



Figur 21: Følsomhetsanalyse av ulike faktorer i netto nåverdi for flytende vindkraft.

Det ble gjennomført en følsomhetsanalyse for Alt.2, som viser hvordan en endring i faktorer på $\pm 50\%$ påvirker netto nåverdien. De faktorene som ga størst utslag på NNV_2 var antall turbiner, investeringskostnad og drift- og vedlikeholdskostnader. Kurvene i følsomhetsanalysen for Alt.2 er generelt brattere enn for Alt.1 og bunnfast vindkraft. Dette kan indikere at NNV_2 av en flytende vindkraftutbygging er mer følsom og usikkert. For Alt.2 er det ingen tilfeller eller utfall med en $\pm 50\%$ endring som gjør NNV_2 positiv. Ved en økning av kalkulasjonsrente eller reduksjon og reduksjon av andre faktorer, gitt at det blir bygd ut på land av samme kapasitet.

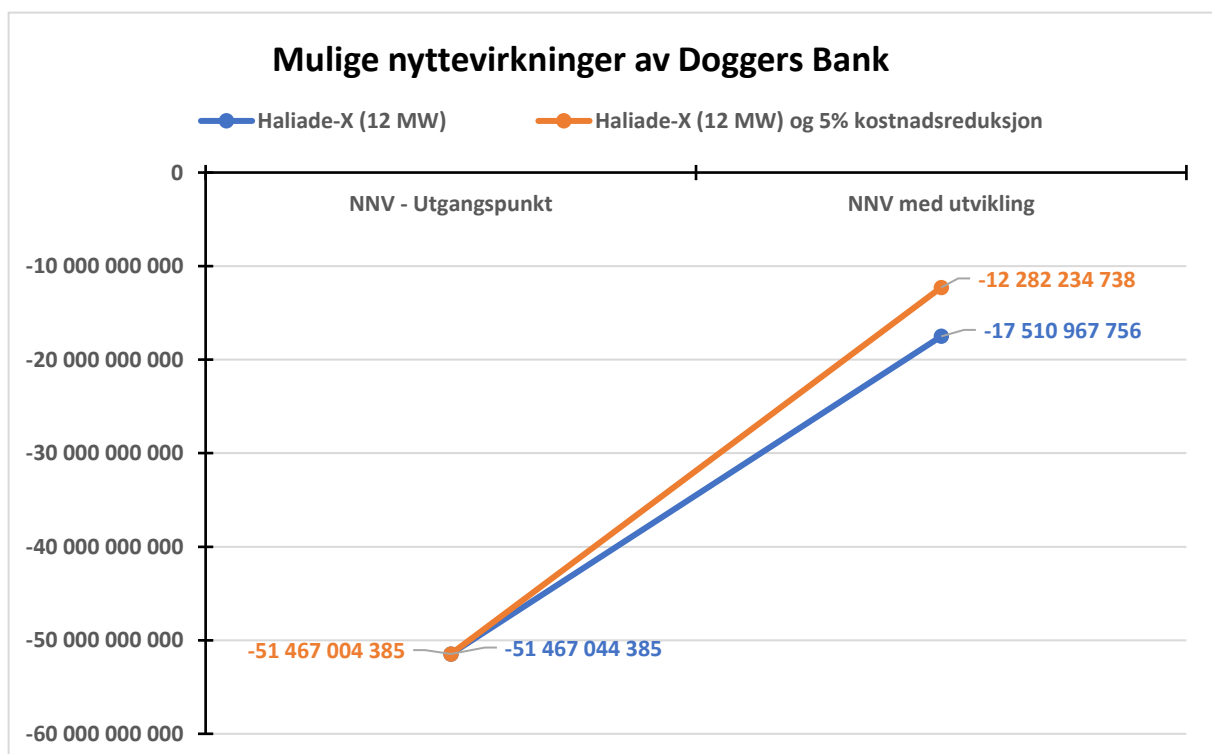
Basisforutsetningene som er satt for Alt.1 og Alt.2 har ikke tatt hensyn til en teknologisk utvikling gjennom analyseperioden. Som betyr at kostnadene, brukstiden og effekten per turbin installert holdes konstant.

Scenario 1: Doggers Bank og Haliade-X

Doggers Bank er et vindkraftprosjekt utenfor kysten av Storbritannia på 3600 MW som skal stå ferdigstilt i 2023 og blir det første prosjektet som skal bruke den bunnfaste turbinmodellen Haliade-X (12 MW). Potensielt kan en utbygging på 3600 MW gi nyttevirkninger som økt læring og kostnadsreduksjoner.

Forutsetninger: Turbinmodell: Haliade-X (12 MW) med en kapasitetsfaktor: 0,63 %

Gitt at Haliade-X (12 MW) ble brukt istedenfor 10 MW (Vestas) vil det øke brukstiden til 5519 timer med en installert effekt på 2718 MW (226 turbiner totalt). Siden brukstiden øker, kan turbinantallet reduseres og likevel oppnå kravet om 15 TWh. I tillegg er det realistisk å anta en kostnadsreduksjon som følge av utbyggingen, hvor mye er vanskelig å estimere, men det er realistisk å anta en læringseffekt og dermed en kostnadsreduksjon.

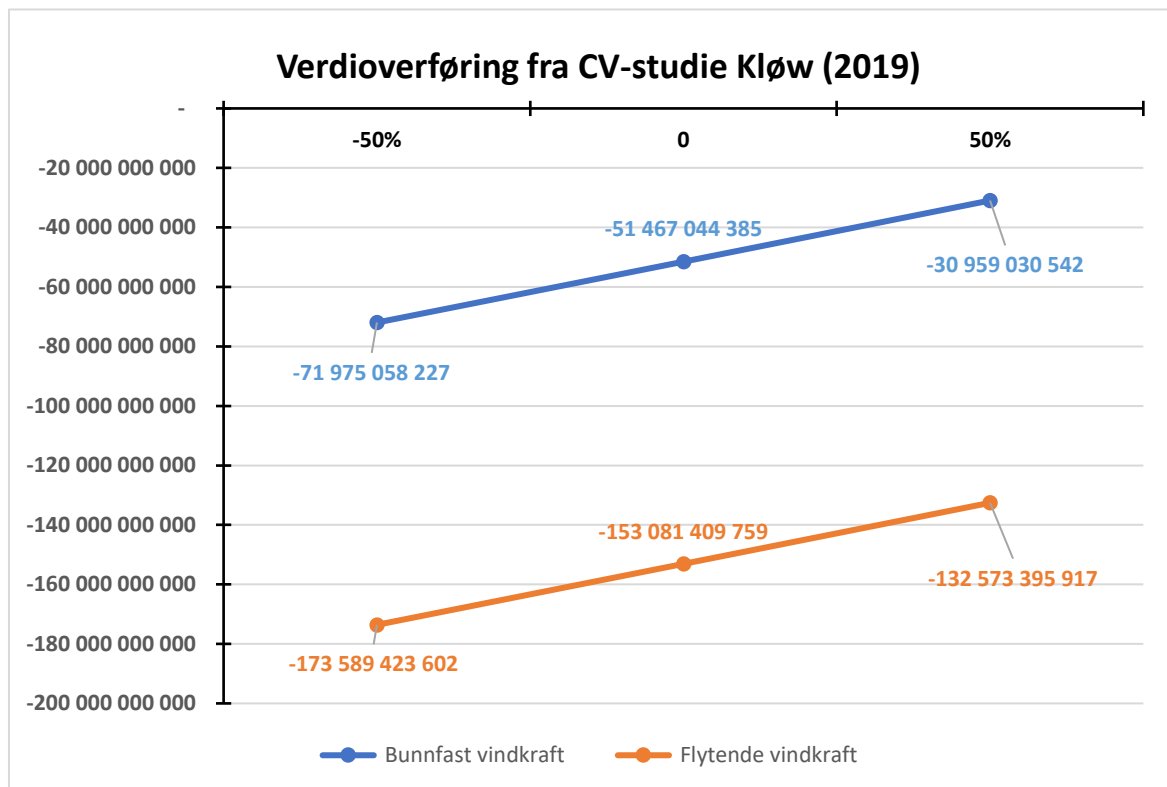


Figur 22: Mulige nyttevirkninger fra Doggers Bank – vindkraftprosjektet

I figur 23 vises de mulige nyttevirkningene fra Doggers Bank, og ved å bruke en 12 MW turbin øker brukstiden og reduserer NNV_1 for bunnfast vindkraft. Selv om det ble antatt et turbinbytte og en kostnadsreduksjon på 5 % er det først ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt, gitt at det blir bygd ut på land med tilsvarende kapasitet.

Scenario 2: Verdioverføringen

I verdioverføringen ble det tilegnet en gjennomsnittlig WTP på 1968 kr/husholdning per år for å unngå visuelle virkninger av landbasert vindkraft og flytte produksjonen til havs. Fra verdioverføringsstudiet, trinn 8 ble det tilegnet et $\pm 50\%$ usikkerhetsintervall som **ga en total nåverdi av nytte mellom 20,5 – 61,52 mrd. kr.** Utgangspunktet for bunnfast vindkraft var en $NNV_1 = -51,45$ mrd. kr og flytende vindkraft var $NNV_2 = -153$ mrd.kr.



Figur 23: Forandring i NNV for Alt.1 og Alt.2 gitt en $\pm 50\%$ endring av WTP

Endringen i total nåverdi av nytte viser hvor følsom NNV er for hvert alternativ. I forhold til stjernediagrammene i følsomhetsanalysen er ikke kurvene i figur 24 og nyttevirkningen like bratte. Allikevel viser scenario 2 en betydelig virkning på NNV. Dersom den totale nåverdien av nytten er mer lik 61,5 mrd. kr vil det fortsatt ikke forandre at verken av offshoreutbyggingene i SN1 og SN2 er samfunnsøkonomisk lønnsomt, gitt en utbygging på land av samme kapasitet.

Trinn 7 – Beskrive fordelingsvirkninger

Neste steg blir å beskrive mulige fordelingsvirkninger som kommer av en offshore utbygging i SN1 og SN2 for Alt.1 (bunnfast vindkraft) eller Alt.2 (flytende vindkraft). Fordelingsvirkninger beskriver hvordan de prissatte og ikke-prissatte effektene av både nytte- og kostnadsvirkninger kan fordele seg mellom interessegrupper. Vurdering av samfunnsfordelingen er ment å gi tiltakshaver et bedre informasjonsgrunnlag, men skal ikke benyttes i beslutningen og vurderes som en tilleggsanalyse (DFØ, 2018). Basert på anskaffet data og egne vurderinger er det to interessegrupper som vil oppleve virkninger av en offshore utbygging med gitte forutsetninger. Denne fordelingsvirkningen vil omfatte befolkningen (nasjonalt) og interessegrupper innen petroleumsvirksomhet og skipstrafikk i Nordsjøen. I likhet med tidligere trinn skal vurderingen sees i forhold til 0.Alt.

Fra de tidligere trinnene kommer det frem at befolkningen opplever positive virkninger og økt nytte-effekt ved å flytte vindkraftproduksjonen ut til havs. Denne virkningen vurderes å oppleve best for lokalbefolkningen og personer som har en direkte/indirekte bruksverdi for de utpekte, potensielle landbaserte utbyggingsområdene (García et al., 2016), jfr. vedlegg 8. I forhold til unngåtte skader på friluftsliv og rekreasjonsaktiviteter, hytteeiere eller andre lokalt. Spesielt for deler av befolkningen som har tidligere erfaring eller eksponering fra vindkraftverk, kan oppleve en økt velferd og nytte av en utbygging i SN1 og SN2 (Ladenburg, 2009).

Samtidig som befolkningen mest sannsynlig vil få en økt nytte lokalt og nasjonalt, vil deler av kostnadsvirkningene (ikke-prissatte) prege petroleumsvirksomhet og skipstrafikk i Nordsjøen. Her bør det gjennomføres en detaljert utredning og vurdering for å unngå en økt risiko for kollisjon og trafikkomgjøring. Potensielt kan dette også medføre økte tids- og driftskostnader gitt en utbygging på 3465 MW og ikke 1000 MW, som er vurdert i konsekvensutredningen. Spesielt under anleggsfasen for (Alt.1) bunnfast vindkraft som frakter turbinene ut til tiltaksområdene etter installasjon på land (Multiconsult, 2012b).

Entreprenører og andre aktører innenfor leverandørindustrien vil mest sannsynlig få en netto nytte og profitt. I forhold til 0.Alt er det vanskelig å anslå omfanget av virkningene. Trolig vil det oppstå et lite skifte av entreprenører og leverandører med ekspertise i Norge fra petroleumsvirksomheter til offshore vindkraft, og mest sannsynlig vil det oppstå et behov og mulig for norske bedrifter og leverandører.

Trinn 8 - Anbefaling

Med gitte basisforutsetninger for en offshore vindkraftutbygging i Norge i dag, innenfor Sørilige Nordsjø 1 og 2 kommer det frem i nytte/kostnadsanalysen at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut bunnfast eller flytende vindkraft per dags dato. Dette betyr ikke nødvendigvis at all fremtidig vindkraft til havs ikke skal bygges ut og gjennomføres, da det er stor grunn til å tro at både bunnfast og flytende vindkraft vil bli mer samfunnsøkonomisk lønnsomt på sikt som følge av kostnadsreduksjoner, erfaringer og den teknologiske utviklingen.

Veien videre kan for eksempel være å utrede nærmere en mulig kombinasjon av bunnfast og landbasert vindkraft. Det kommer frem i litteraturstudiet at den norske befolkningen har en preferanse for havbasert vindkraft, istedenfor landbasert. Der en utbygging på land viser å påvirke velferden og miljøet i stor grad. Derfor bør en norsk havutbygging utredes nærmere.

5.0 – Diskusjon:

I usikkerhetsanalysen ble det gjennomført en følsomhetsanalyse for å identifisere de faktorene som hadde en størst betydning på netto nåverdien for bunnfast og flytende vindkraft. Følgende faktorer ble vurdert å ha en betydelig påvirkning på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten:

Alt. 1 (bunnfast): Antall turbiner (installert effekt) og investeringskostnad.

Alt.2 (flytende): Antall turbiner (installert effekt), investering og drifts- og vedlikehold.

I følsomhetsanalysen ble faktoren antall turbiner vurdert å ha en påvirkning på NNV til Alt.1 og Alt.2. Mellom de to teknologiene var det kun to tilfeller der NNV_1 var positiv for bunnfast vindkraft. Dette kan gi en indikasjon på at vi snart nærmer oss en kommersiell status på bunnfast vindkraft i Norge. I realiteten er det ikke like enkelt, da turbinantallet kan bli påvirket av flere faktorer, de identifisert i analysen og andre faktorer som kan ha blitt utelukket.

Gitt at det faktisk er mulig å bruke 12 MW vindturbiner og den totale nytten av unngåtte landestetiske effekter er på 61.52 mrd. kroner, kan det gi en positiv netto nytte. Et utfall som ikke er svært sannsynlig innen 2020. I tillegg er det ikke tatt hensyn til den teknologiske trenden og utviklingen for landbasert vindkraft. En utvikling som ville gjort referansealternativet mer lønnsomt og redusert nyttevirkingene til en offshore vindkraftutbygging. Basisforutsetningene som ligger til grunn for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten har også utelukket en økning i effekt per turbin, som er en forenkling. En forenkling som kan ha en stor påvirkning på lønnsomheten til bunnfast og flytende vindkraft i analyseperioden, jfr. scenario 2.

De tekniske forutsetningene for å få til en utbygging i SN1 og SN2, spesielt for flytende vindkraft er i grensesonen for hva som er teoretisk mulig med dagens teknologi. Det kan bety at flytende vindkraft egentlig skulle vært mindre samfunnsøkonomisk lønnsomt. I tillegg er det en liten sannsynlighet for at det faktisk kan skje en kombinasjon av økt turbineffekt og nyttevirking fra unngåtte visuelle virkninger, samtidig. Likevel viser reduksjonen i antall turbiner for begge teknologiene, spesielt for Alt.1 og bunnfast vindkraft at det ikke er mange år igjen før det kan bli lønnsomt.

En endring i antall turbiner kan påvirke samfunnsgrupperes bruksverdier og ikke-bruksverdier. Færre turbiner, kan potensielt redusere risikoen og kostnadene. Som igjen kan påvirke de ikke-prissatte nytte eller kostnadsvirkningene. Færre båter under anleggsfasen, kan redusere påvirkningen på de marine pattedyrene og spesielt ovenfor fiskearten tobis.

Kostnadsestimater

De totale kostnadene av en offshore vindkraftutbygging både nasjonalt og internasjonalt vil ikke klare å konkurrere med landbasert vindkraft. Den prissatte (økonomiske) forskjellen i lønnsomhet kommer allerede klart frem i trinn 3, der investeringskostnaden og drifts- og vedlikeholdskostnaden er negative. Selv om det er tatt hensyn og trukket fra de unngåtte finansielle kostnadene av en landbasert vindkraftutbygging. I basisforutsetningene ble det antatt konstante kostnadsnivåer, som for drift og vedlikehold ikke er like realistisk da det kan oppstå uforventede hendelser eller skader.

I tillegg er forskjellen i driftskostnader mellom bunnfast og flytende vindkraft stor. At flytende vindkraft er det dyreste alternativet er det ingen tvil om, men en differanse på ca. 90 mrd. kroner, jfr. vedlegg 5 innenfor samme området med like forutsetninger, kan virke urimelig. Kostnadene for bunnfast vindkraft er basert på en utbygging i kun SN2, og estimatene for flytende vindkraft er basert på forventende kostnader av Hywind Tampen. Derfor kan forskjellen være en kombinasjon av usikkerhetsfaktorer. Med for lave drifts- og vedlikeholdskostnader for bunnfast vindkraft og potensielt for høye drifts- og vedlikeholdskostnader for flytende vindkraft

Levetiden har et større utslag for netto nåverdien til flytende vindkraft. En potensiell årsak er at drifts- og vedlikeholdskostnader for Alt.2 og flytende vindkraft er betydelig høyere enn for Alt.1 bunnfast vindkraft. Grunnen til dette er at kostnadene påløper hvert år i driftsfasen og gjør forskjellen større og større. I forhold til kalkulasjonsrenten er det antatt et 4 % avkastningskrav for teknologiene, men som i realiteten varierer. NVE benytter vanligvis 6 % kalkulasjonsrente for landbasert vindkraft og Winje et al (2019) benyttes 7 % for flytende vindkraft i sine samfunnsøkonomiske beregninger. En høyere kalkulasjonsrente ville gjort NNV for Alt.1 og Alt.2 mindre negativ, men fortsatt ikke nok til å gjøre utbyggingene samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Verdioverføringen

Med gitte basisforutsetninger ble det estimert en total nytte av nåverdi på 41 mrd. kr med et usikkerhetsintervall på ± 50 %. Fra usikkerhetsanalysen kom det frem at endringen hadde en tydelig virkning på NNV for begge alternativene. Verdiestimatet hentet fra Kløw (2019) ble antatt i verdioverføringsstudie til å kun gjelde for de unngåtte landskapsestetiske virkningene av å bygge offshore vindkraft. Denne forenklingen kan medføre at de verdsatte virkningene blir overestimert, da det kan forekomme en dobbeltelling. I tillegg kan det vurderes om det er brukt et for høyt usikkerhetsintervall, da det faktisk er relativt stor likhet mellom primærstudiet og beslutningsstedet. Tatt i betraktning at spørreundersøkelsen som ble brukt som grunnlag i Kløw (2019) kun var et pilotstudie, er det ikke sikkert at et 25 % usikkerhetsintervall er realistisk.

En annen faktor som er viktig å ta hensyn til er at det ikke er tilegnet et spesifikk tiltaksområdet for referansealternativet i nytte/kostnadsanalysen. Da miljøvirkningene er svært avhengig av vindturbinattributtene, vil det på et overordnet nivå være vanskelig å vurdere de faktiske virkningene av en offshore vindkraftutbygging.

6.0 – Konklusjon:

Formålet med nytte/kostnadsanalysen og gjennomføringen av masteroppgaven var som følger:

Problemstilling:

Vurdere om det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å flytte all fremtidig landbasert vindkraft frem mot 2040 til havs, for enten bunnfast vindkraft (Alt.1) eller flytende vindkraft (Alt.2).

- I.** Er det samfunnsøkonomisk lønnsomt å flytte utbyggingen til havs i dag?
- II.** Hva vil være mest lønnsomt av bunnfast og flytende vindkraft i dag?
- III.** Hvilke faktorer har størst påvirkning på samfunnsøkonomisk lønnsomhet for bunnfast og flytende vindkraft?

I.

For å vurdere om det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut en offshore vindkraft i Norge i dag ble det gjennomført en samfunnsøkonomisk analyse (NKA) og et verdioverføringsstudie (VT). Resultatene fra nytte/kostnadsanalysen viser at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut 15 TWh vindkraft for verken bunnfast eller flytende, gitt at det blir bygd ut på land med tilsvarende kapasitet. NKA viser at bunnfast vindkraft har en **NNV₁ på -51,47 mrd. kr** og flytende vindkraft har en **NNV₂ på -153 mrd. kr**. En utbygging til havs med de antatte basisforutsetningene har fortsatt en lang vei å gå før det kan bli samfunnsøkonomisk lønnsomt. De ikke-prissatte virkningene av en offshore vindkraftutbygging vil totalt sett være mindre, gitt at det bygges ut landbasert vindkraft. Grunnen til dette er at en utbygging krever færre turbiner installert for begge alternativene, i tillegg til at utbyggingen vil påvirke færre interessegrupper negativt.

II.

Med gitte basisforutsetninger for en offshore vindkraftutbygging i Norge og karakteristika for SN1 og SN2 er Alt.1 bunnfast vindkraft det mest samfunnsøkonomiske lønnsomme alternativet av de to teknologiene per dags dato. Dette kan endre seg i løpet av analyseperioden da potensialet for flytende vindkraft er større enn for bunnfast vindkraft i Norge.

III.

Med gitte basisforutsetninger for teknologi og kostnad viser resultatene fra følsomhetsanalysen følgende: For bunnfast vindkraft er det antall turbiner installert og investeringskostnaden som har størst påvirkning på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. For flytende vindkraft er det de samme faktorene, i tillegg til drift- og vedlikeholdskostnader som har størst påvirkning.

Referanseliste:

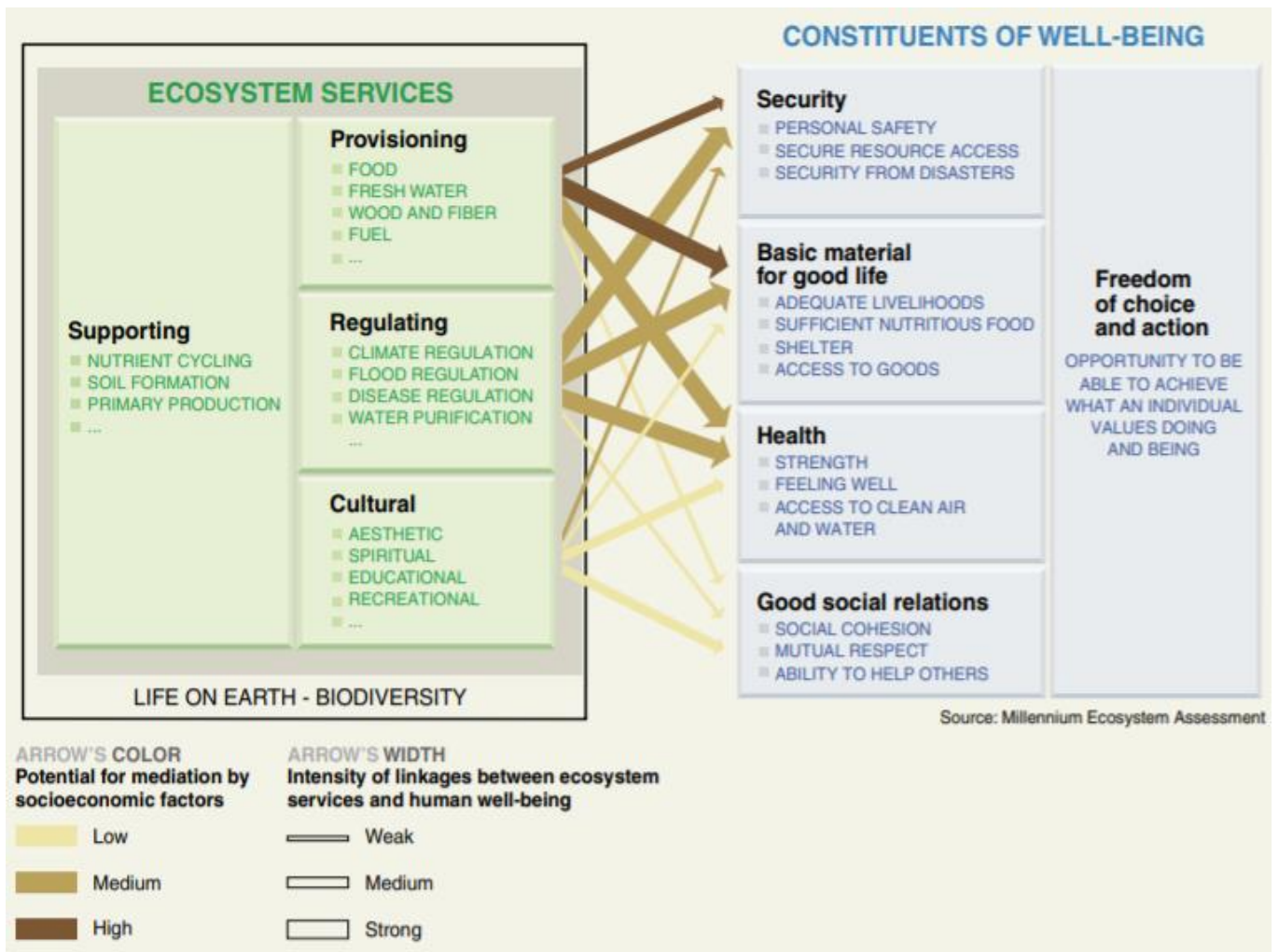
- Arild Stavne, J. T. (2009). *Hjelp, jeg har blitt prosjektleder* Prosjektforum AS (lest 08.10.2019).
- Association, E. W. E. (2009). *The economics of wind energy*: EWEA.
- Barbera, M. G. (2010). *Benefit Transfer Approaches* Sosial and Economic Research Team Boardman, A. E., Greenberg, D. H., Vining, A. R. & Weimer, D. L. (2017). *Cost-Benefit Analysis: Concepts and Practice*: Cambridge University Press.
- DFØ. (2018). *Veileder i samfunnsøkonomisk analyse*
- Doggerbank. (2019). *Dogger Bank Wind Farms* Doggerbank: SSE og Equinor Tilgjengelig fra: <https://doggerbank.com/> (lest 04.12).
- Drivenes, A., Eirum, T., Johnson, N. H., Mindeberg, S. K., Lunde, S., Undem, L. S., Veggeland, K., Veie-Rosvoll, B. & Voksø, A. (2010). *Havvind: Forslag til utredningsområder I*: energidirektorat, N. v.-o. (red.). Regjeringen.no.
- Edward Weir, D. & Østenby Myhrer, A. (2019). *Teknologianalyser 2018, kostnadseffektiv vindkraft I*: NVE (red.). Faktaark 3. NVE (Norges vassdrags - og energidirektorat NVE).
- Equinor. (2019). *Investerer i utbygging av Hywind Tampen* Tilgjengelig fra: <https://www.equinor.com/no/news/2019-10-11-hywind-tampen.html>.
- Finansdepartement, D. K. (2014). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv.* . Rundskriv R, 14. Regjeringen.no
- Finansdepartement, D. K. (2019). *Stantens prosjektmodell - Krav til utredning, planlegging og kvalitetssikring av store investeringsprosjekter i stataten* Rundskriv R. Regjeringen.no
- García, J. H., Cherry, T. L., Kallbekken, S. & Torvanger, A. (2016). Willingness to accept local wind energy development: Does the compensation mechanism matter? *Energy Policy*, 99: 165-173. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.09.046>.
- Gogia, R., Endresen, H., E. Haukeli, I., Hole, J., Birkelund, H., H. Aulie, F., Østenby, A., Buvik, M. & Bergesen, B. (2019). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019 - 2040* 41. NVE.no.
- Gävlebukten. (2018). *Økonomisk verdsetting av visuelle, unngåtte negative egenskaper av offshore vindparker i Gävlebukten*.
- IEA. (2018). *Technology Collaboration Programme*. (2017): 164.
- Jakobsen, S. B., Bølling, K. J. & Bjerkestrand, E. (2018). *Nasjonal ramme for vindkraft* Temarapport om nabovirkninger 72-2018. NVE.
- Karstad, P. I. T., Asgeir , Bjørgum, Ø., Bolstad, H. C., Korsnes, M., Marañón-Ledesma, H., Medbø Gjelsvik, E., Normann Endresen, H., Skar, C., Steen, M. & Olav, T. J. (2019). *Havvind - En industriell mulighet I*: NTNU (red.). NTNU.
- Kausche, M., Adam, F., Dahlhaus, F. & Großmann, J. (2018). Floating offshore wind - Economic and ecological challenges of a TLP solution. *Renewable Energy*, 126: 270-280. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.058>.
- Kipperberg, G., Onozaka, Y., Bui, L. T., Lohaugen, M., Refsdal, G. & Sæland, S. (2019). The impact of wind turbines on local recreation: Evidence from two travel cost method–contingent behavior studies. *Journal of Outdoor Recreation and Tourism*, 25: 66-75.
- Kløy, E. (2019). *Preferanser for havbasert vindkraft* Master Universitetet i Oslo
- Krekel, C. & Zerrahn, A. (2017). Does the presence of wind turbines have negative externalities for people in their surroundings? Evidence from well-being data. *Journal*

- of Environmental Economics and Management*, 82: 221-238. doi:
<https://doi.org/10.1016/j.jeem.2016.11.009>.
- Kystverket. (2012). *Skipstrafikk*. Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs 49. NVE.
- Ladenburg, J. & Dubgaard, A. (2007). Willingness to pay for reduced visual disamenities from offshore wind farms in Denmark. *Energy Policy*, 35 (8): 4059-4071. doi:
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.01.023>.
- Ladenburg, J. & Dubgaard, A. (2009). Preferences of coastal zone user groups regarding the siting of offshore wind farms. *Ocean & Coastal Management*, 52 (5): 233-242. doi:
<https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2009.02.002>.
- Lindhjem, H., Dugstad, A., Grimsrud, K., Handberg, N. Ø., Kipperberg, G., Kløw, E. & Navrud, S. (2019). Vindkraft i motvind - Miljøkostnadene er ikke til å blåse av. (lest 01.10.2019).
- MEA. (2005). *Millenium Ecosystems Assesments*. Ecosystems and Human Well-being: Synthesis.
- Meld.St.13 (2014-2015). Ny utslippsforpliktelse for 2030 - en felles løsning med EU. Tilgjengelig fra:
<https://www.regjeringen.no/contentassets/07eab77cc38f4085abb594a87aa19f10/no/pdfs/stm201420150013000dddpdfs.pdf> (lest 11.03.2020).
- Multiconsult. (2012a). *Teknologi - og kostnadsutvikling* Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs 50. NVE.
- Multiconsult. (2012b). *Verdiskaping og sysselsetting* Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs 51. NVE.
- Navrud, S. (2004). MILJØKOSTNADER AV VINDKRAFT I NORGE Sammendragsrapport til SAMRAM-programmet. *Norges Forskningsra d. Notat. Institutt for Økonomi og Ressursforvaltning. Universitetet for Miljø-og Biovitenskap (UMB)*.
- Navrud, S. (2007). *Benefit Transfer Guidelines for CBA in Nordic Countries* Norwegian University of Life Sciences Department of Economics and Resource Management Upublisert manuskript.
- Navrud, S. & Bråten, K. G. (2007). Consumers' preferences for green and brown electricity: a choice modelling approach. *Revue d'économie politique*, 117 (5): 795-811.
- Navrud, S. (2015). *Samfunnsøkonomisk nytteverdi av tiltak mot krypsiv* 05. www.vista-analyse.no.
- NEXANS. Tilgjengelig fra: https://www.nexans.se/eservice/Sweden-sv_SE/navigatepub_153087_-_35655/HVDC_Mass_Impregnated_Cable_Systems_a_Well_Proven_.html (lest 13.11).
- Noonan, M., Stehly, T., Alvarez, D. F. M., Kitzing, L., Smart, G., Berkhout, V. & Kikuch, Y. (2018). IEA Wind TCP Task 26: Offshore Wind Energy International Comparative Analysis.
- Norconsult. (2017). *Visuelle virkninger av vindkraft* Norges vassdrags - og energidirektorat NOU 2012: 16. *Samfunnsøkonomiske analyser* Regjeringen.no. Tilgjengelig fra:
<https://www.regjeringen.no/contentassets/5fce956d51364811b8547eebdbcde52c/no/pdfs/nou201220120016000dddpdfs.pdf> (lest 01.03).
- NOU 2013: 10. *Naturens goder- om verdier av økosystemtjenster* Tilgjengelig fra:
<https://www.regjeringen.no/contentassets/c7ffd2c437bf4dcb9880ceeb8b03b3d5/no/pdfs/nou201320130010000dddpdfs.pdf> (lest 15.01).
- NVE. (1998). *Generell innføring i vindkraft I*: eneridirektorat, N. v.-o. (red.).
- NVE. (2018). *Svar på oppdrag om åpning av områder for vindkraft til havs* Regjeringen.no: NVE.

- NVE. (2019a). *Forslag til nasjonal ramme for vindkraft 1501-2832*. NVE.
- NVE. (2019b). *Kraftproduksjon fra vindturbiner*. NVE: NVE. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/kraftproduksjon-fra-vindturbiner/> (lest 04.12).
- NVE. (2019c). *Vindkraft (Oversikt)* Norges vassdrags - og energidirektorat (NVE): NVE. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/vindkraft/> (lest 13.10.19).
- NVE. (2019d). *Vindkraftdata*: NVE. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/vindkraftdata/> (lest 14.10.19).
- NVE. (2019e). *Årsrapport 2018*. I: energidirektorat, N. v.-o. (red.).
- OECD. (2012). *Petroleumsinteresser I*: NVE (red.). Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs 56. NVE.
- OECD. (2019). *Aktivitet per havområde* Norsk petroleum: OECD. Tilgjengelig fra: <https://www.norskpetroleum.no/utbygging-og-drift/aktivitet-per-havomrade/> (lest 11.12.2019).
- OED. (2014). *Elsertifikatordningen*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/fornybar-energi/elsertifikater1/id517462/> (lest 17.10.19).
- Regjeringen. (2019). *Skrinlegger nasjonal ramme for vindkraft* Pressemelding, nr. 054/19. Regjeringen.no OECD. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/skrinlegger-nasjonal-ramme-for-vindkraft/id2674311/> (lest 28.01).
- Richard, C. (2019). *NEW SGRE 6.6MW onshore turbines due for Swedish debut* WindPower WindPower. Tilgjengelig fra: <https://www.windpowermonthly.com/article/1668587/new-sgre-66mw-onshore-turbines-due-swedish-debut> (lest 01.02).
- Rosvold, A, K. (2010). *NorNed - kabelen* Store Norske Leksikon (lest 13.11).
- Sidelnikova, M., Weir, D. E., Henden Groth, L., Nybakke, K., Stensby, K. E., Langseth, B., Fonnøløp, J. E., Isachsen, O., Haukeli, I., Paulen, S.-L., et al. (2015). *Kostnader i energisektoren* Kraft, varme og effektivisering 2. NVE.
- SNL. (2018). *Uavhengig variabel* Store Norske Leksikon Universitetet i Oslo Tilgjengelig fra: https://snl.no/uavhengig_variabel (lest 12.03.2020).
- SNL. (2019). *Vindkraftverk I: Knut Hofstad* Tilgjengelig fra: <https://snl.no/vindkraftverk> (lest 17.10.2019).
- SSB. (2019). *Familier og husholdninger I: SSB (Statistisk sentralbyrå)* Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/familie/> (lest 03.02.2020).
- SSB. (2020). *Konsumprisindeksen* SSB: SSB. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/kpi> (lest 11.02).
- Statkraft. (2019). *Globale energitrender og norske muligheter*
- Statnett. (2019). *Nettutviklingsplan* Statnett.
- Stenshorne B, K., Carlsen, M., Eirum, T., Belgen Jakobsen, S., Johnson, N. H., Mindeberg, S. K., Nybakken, K. & Synnevåg Sydness, G. (2013). *Havvind: Strategisk konsekvensutredning* Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2012/rapport2012_47.pdf (lest 12. Desember).
- Ueland, I., Weir, D. E. & Østenby Myhrer, A. (2019). *Auksjonsprisene på havvind i EU faller*. I: NVE (red.). *Teknologianalyser 2019*, 6. NVE.
- Varian, H. R. (2014). *Intermediate Microeconomics: A Modern Approach: Ninth International Student Edition*: WW Norton & Company.
- Veie, C. A., Sidelnikova, M., Skau, S., Koestler, V. J., Yde Aksnes, N., Hole, J., Arnesen, F. & Birkeland, C. (2019). *Kraftproduksjonen i Norden til 2040*. I: NVE (red.), 43. NVE.

- Viseth, E. (2019). *Vindturbiner blir stadig større* Teknisk Ukeblad Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/vindturbinene-blir-stadig-storre-vi-ma-sette-en-grense/476738> (lest 30.01).
- Weir, D. E. & Aksnes, N. (2018). *Vindkraft - produksjon i 2017*. I: Arnesen, F. (red.), 10. NVE (Norges vassdrags - og energidirektorat)
- Winje, E., Hernes, S., Grimsby, G. & Jacobsen, E. W. (2019). *Verdiskapingspotensialet knyttet til utvikling av en norskbasert industri innen flytende havvind* 69.
- Østenby Myhrer, A. (2019). *Dybde og kompliserte bunnforhold gjør havvind i Norge dyrere enn i Europa* Teknologianalyser 2019 15. NVE.
- Øyvind Byrkjedal, E. Å. K. (2009). *Vindkart for Norge I: Vindteknikk*, K. (red.), 9. NVE.

Vedlegg 1 – Økosystemtjenester:



Figur 1: Sammenhengen mellom økosystemtjenester og velferd (MEA, 2005)

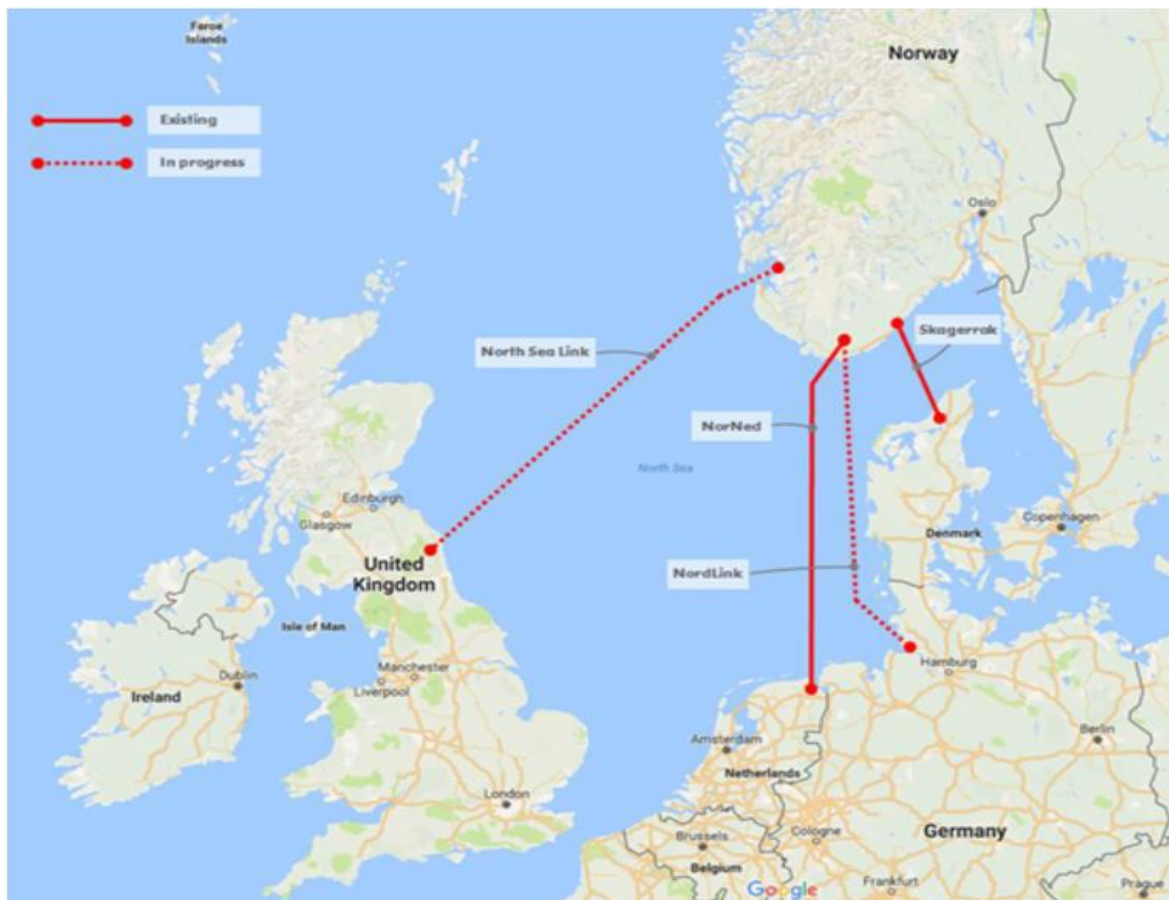
Vedlegg 2 – Overføringskabler i Nordsjøen

Prosjekt	NUP 2019		Investeringsplan 2018		Behov
	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	
Nordlink - kabel til Tyskland	1,5-2,0 mrd EUR*	2020	1,5-2,0 mrd EUR*	2019	Handelskapasitet
NSL - kabel til Storbritannia	1,5-2,0 mrd. EUR*	2021	1,5-2,0 mrd. EUR*	2021	Handelskapasitet

* Prosjektets totale kostnad. Statnett sin andel utgjør 50 prosent.

Figur 2: Statnetts 2019 utviklingsplan (Statnett, 2019)

I forhold til Statnett utviklingsplaner og figuren nedenfor er det tre potensielle alternativer som kan kobles opp mot en offshore vindkraftutbygging. NorNed (700 MW) mellom Norge og Nederland som kan totalt utveksle 6 TWh per år (Rosvold. A, 2010). I tillegg til Nordlink (1400 MW) mellom Norge og Tyskland som står klar i 2020, eller NSL (1400 MW) mellom Norge og Storbritannia som står ferdig i 2021.



Figur 3: Eksisterende og fremtidige mellomlandsforbindelser (NEXANS)

Vedlegg 3 – Beregninger og forutsetninger for NKA

For å komme frem til basisforutsetningene av antall turbiner og totalt installert effekt fra Sørlige Nordsjø 1 og 2 ble det satt opp ulike scenarioer for brukstid og turbinstørrelse. Med en antagelse om at hver teknologi og utbygging må oppnå 15 TWh produksjon.

Landbasert vindkraft:

For landbasert vindkraft ble det satt opp et best/worst-case scenario der både brukstiden og turbineffekten varierte. Brukstiden varierte mellom 3000-3800 timer og effekten fra 3,5-6 MW. Her ble den årlige produksjonen per turbin beregnet (MWh/turbin), deretter antall turbin og effekt gitt en turbinstørrelse på 3,5, 4 eller 6 MW. Dette ble grunnlag for basisforutsetningene

Antall turbiner: 15 000 000 MWh/ MWh per turbin.

Installert effekt: Antall turbiner x effekt per turbin.

Landbasert		Best	X	Verst	
Brukstid		3800	3500	3000	Brukstid
Effekt/turbin (MW)	3,5	13 300	12 250	10 500	MWh/turbin
Effekt/turbin (MW)	4	15 200	14 000	12 000	MWh/turbin
Effekt/turbin (MW)	6	22 800	21 000	18 000	MWh/turbin
Antall turbiner	3,5 MW	1 128	1 224	1 429	
Antall turbiner	4.0 MW	987	1 071	1 250	
Antall turbiner	6.0 MW	658	714	833	
Installer effekt	3,5 MW	3 947	4 286	5 000	
Installer effekt	4.0 MW	3 947	4 286	5 000	
Installer effekt	6.0 MW	3 947	4 286	5 000	

Tabell 1: En oversikt over antall turbiner og installert effekt for å oppnå 15 TWh for landbasert.

Landbasert vindkraft:

Installert effekt 4286 MW, med en brukstid på 3500 timer ga totalt 1071 turbiner.

Offshore vindkraft

For en offshore utbygging av bunnfast eller flytende vindkraft i Sørilige Nordsjø 1 og 2 ble det også satt opp ulike scenarioer for å finne antall turbiner og installert effekt innenfor hvert tiltaksområdet. Forskjellen er at Sørilige Nordsjø 1 og 2 har en maks kapasitet (MW) som kan bli bygd ut, som også er tatt hensyn til. Selv med kapasitetsbegrensningen var det mulig å produsere til sammen 15,15 TWh. De ekstra 0,15 TWh er ekskludert i beregningene. Dette ble grunnlag for basisforutsetningene for bunnfast (Alt.1) og flytende vindkraft (Alt.2).

Bunnfast vindkraft:

Bunnfast	Enhet	Total effekt	SN1	SN2	Max produksjon	
Brukstid			4380	4292		
Max kapasitet (MW)			1500	2000		
Produksjon (MWh)			6 570 000	8 584 000	15 154 000	
Effekt/turbin (MW)	10		43 800	42 920		MWh/turbin
Effekt/turbin (MW)	12		52 560	51 504		MWh/turbin
Effekt/turbin (MW)	15		65 700	64 380		MWh/turbin

Antall turbiner	10 MW	3 465	146	200	346	Totalt
Antall turbiner	12 MW	3 465	122	167	289	Totalt
Antall turbiner	15 MW	3 465	98	133	231	Totalt

Tabell 2: Beregninger for å finne basisforutsetningene til bunnfast vindkraft i SN1 og SN2.

Flytende vindkraft:

Antall turbiner	8 MW	3 465	183	250	433	Totalt
Antall turbiner	10 MW	3 465	146	200	346	Totalt
Antall turbiner	12 MW	3 465	122	167	289	Totalt

Tabell 3: Beregninger for å finne basisforutsetninger til flyende vindkraft i SN1 og SN2

Bunnfast vindkraft (10 MW):

Installert effekt på 3465 MW med en brukstid på ca. 4350 timer i gjennomsnitt må det installeres totalt 346 turbiner. Her blir det bygd ut 146 innenfor SN1 og 200 innenfor SN2.

Flytende vindkraft (8 MW):

Med samme basisforutsetninger må det installeres totalt 433 turbiner. Her blir det bygd ut 183 turbiner i SN1 og 250 turbiner i SN2.

Vedlegg 4 – Økonomiske beregningene i NKA

2020-NOK	Bunnfast vindkraft:	Flytende vindkraft:	Landbasert vindkraft
Investering	135 929 405 304	149 628 748 500	46 003 000 000
Drift og vedlikehold	1 837 489 565	8 535 096 201	1 586 438 781

Tabell 4: De totale kostnadene av vindkraftutbygging med gitte basisforutsetninger

		Bunnfast Investering	Flytende Investering	Landbasert Investering
		135 929 405 304	149 628 748 500	46 206 954 797
ÅR				
2018	0	67 964 702 652	74 814 374 250	22 501 500 000
2019	1	65 350 675 627	71 936 898 317	21 636 057 692
Total nåverdi:	Sum Nåverdi:	133 315 378 279	146 751 272 567	44 137 557 692

Tabell 5: Totale investeringskostnader.

		Bunnfast DOV	Flytende DOV	Landbasert DOV	Verdioverføring
		1 837 489 565	8 535 096 201	1 586 438 781	4 862 408 448
År					
2020	0	1 837 489 565	8 535 096 201	1 586 438 781	4 862 408 448
2021	1	1 766 816 889	8 206 823 271	1 525 421 905	4 675 392 738
2022	2	1 698 862 394	7 891 176 222	1 466 751 832	4 495 569 941
2023	3	1 633 521 532	7 587 669 444	1 410 338 300	4 322 663 405
2024	4	1 570 693 781	7 295 836 004	1 356 094 519	4 156 407 120
2025	5	1 510 282 482	7 015 226 927	1 303 937 038	3 996 545 308
2026	6	1 452 194 694	6 745 410 506	1 253 785 613	3 842 832 026
2027	7	1 396 341 052	6 485 971 641	1 205 563 090	3 695 030 795
2028	8	1 342 635 627	6 236 511 193	1 159 195 278	3 552 914 226
2029	9	1 290 995 795	5 996 645 378	1 114 610 845	3 416 263 679
2030	10	1 241 342 111	5 766 005 171	1 071 741 197	
2031	11	1 193 598 183	5 544 235 741	1 030 520 381	
2032	12	1 147 690 561	5 330 995 905	990 884 982	
2033	13	1 103 548 616	5 125 957 601	952 774 021	
2034	14	1 061 104 439	4 928 805 386	916 128 867	
2035	15	1 020 292 730	4 739 235 948	880 893 141	
2036	16	981 050 701	4 556 957 642	847 012 636	
2037	17	943 317 982	4 381 690 041	814 435 227	
Sum Nåverdi:		24 191 779 135	112 370 250 221	20 886 527 652	41 016 027 685

Tabell 6: Oversikt over nytte- og kostnadsvirkninger (prissatte) som påløper hvert år.

	Bunnfast 3465 MW	Flytende 3465 MW	Landbasert 4286 MW	Nytte Visuelle virkninger
Investeringskostnad	- 133 315 378 279	- 146 751 272 567	44 137 557 692	
Drift og vedlikehold	- 24 191 779 135	- 112 370 250 221	20 886 527 652	
Total nåverdi:	- 157 507 157 414	- 259 121 522 789	65 024 085 345	41 016 027 685

Tabell 7: Totale nåverdien av nytte og kostnadsvirkninger:

Fremgangsmetoden for å beregne NNV var først å regne ut kostnadene for en utbygging av landbasert, bunnfast og flytende vindkraft. Deretter trekke fra nyttevirkningene.

Følsomhetsanalysen (Stjernediagram)

Bunnfast vindkraft (Alt.1)	Utgangspunkt:		
	-50 %	0	50 %
Kalkulasjonsrente	-56 655 306 049	-51 467 044 385	-47 131 578 549
Levetid	-40 141 467 639	-51 467 044 385	-59 118 198 225
Antall turbiner	27 285 526 767	-51 467 044 385	-130 220 645 758
Investeringskostnad	15 190 644 755	-51 467 044 385	-118 124 733 524
Drifts- og vedlikeholdskostnader	-39 371 154 817	-51 467 044 385	-63 562 933 952

Tabell 8: Datagrunnlag for følsomhetsanalysen til bunnfast vindkraft

Flytende vindkraft (Alt.2)	Utgangspunkt:		
	-50 %	0	50 %
Kalkulasjonsrente	-172 639 284 523	-153 081 409 759	-137 313 375 152
Levetid	-100 474 369 753	-153 081 409 759	-188 620 841 016
Antall turbiner	-23 520 648 435	-153 081 409 759	-282 642 171 363
Investeringskostnad	-79 705 773 476	-153 081 409 759	-226 457 046 043
Drifts- og vedlikeholdskostnader	-96 896 285 241	-153 081 409 759	-209 266 536 647

Tabell 9: Datagrunnlag for følsomhetsanalysen til flytende vindkraft

Vedlegg 5 – Tekniske forutsetninger for offshore vindkraft

Bunnfast vindkraftteknologi

1. Monopeler

En fundamenteringsteknologi som består av å montere en pæle av stål, som bankes eller bores, opptil 35 meter ned i havbunnen. Størrelsen på fundamenteringen er avhengig av flere faktorer som; Turbinens vekt, bunnforhold, bølgestørrelse og vanddybde. Montering av monopeler krever kort installasjonstid, en klar fordel. På en annen side krever bunnfastmontering er grundigere kartlegging av havbunnen på forhånd (Drivenes et al., 2010). Havdybde egnet for 10-25 meter ideelt.

2. Gravitasjonsfundamenter

I gravitasjonsfundamenter brukes enten betong eller stål for å holde fundamentet på plass, gitt at det ikke er tungt nok kan det fylles med ballast. Fundamentet blir konstruert på land og deretter transportert til tiltaksområdet og montert direkte på havbunnen. Installasjonen og monteringen krever preparering av havbunnen (planering, grusdekking), men det er ikke behov for verken pæling eller boring (Drivenes et al., 2010). Havdybde egnet for relativt små dybder.

3. Tripoder og Jackets

Tripoder og Jackets festes normalt til havbunnen via tre stålpæler (Tripods) eller fire pæler (Jackets), som bores 10-20 meter ned bunnen. Kreve mindre preparering av bunnen enn andre turbinmodeller. Jackets er mer utbredt og brukt i olje- og gassvirksomhet, men begge konseptene er egnet for å operere på større havdyp med tyngre turbiner (Drivenes et al., 2010). Med en havdybde egnet for < 30 meter for Tripoden og Jackets egner igjen seg for større havdyp med tyngre turbiner.

Flytende vindkraftteknologi

Hywind (Spar Buoy)

Hywind er en flytende vindkraftteknologi utviklet av Statoil ASA (Equinor) og var den første fullskala prototypen for flytende vindkraft og ble installert i Norge, Karmøy i 2009. Med Spar Buoy blir turbinen montert på en 120 meter lang, flytende sylinder av betong eller stål. Sylinderen er ballastet og gjør turbinen flytende, og forankret i havbunnen med tre ankerliner (Drivenes et al., 2010). Egnet for havdyp mellom 120-700 meter.

Sway:

Sway er en flytende vindkraftteknologi utviklet av Sway AS, også kalt en motvinds vindturbin montert på en 190 meter tårn eller sylinder. Som fylles med ballast og forankres med et ankerstag og et suge/gravitasjonsanker. Montering blir foretatt på land for så å bli slept til ut for installasjon. Ankerstaget har en dreieskive som kan dreies mot vindretningen. Egnet for havdyp opptil 300 meter (Drivenes et al., 2010).

WindFloat:

WindFloat er en flytende vindkraftteknologi utviklet av Principle Power AS. Turbinen er satt på en plattform med tre nedsenkbare sylindere. Der selve turbinen er montert på den ene sylinderen, mens de to andre kan fylles med ballast for å holde plattformen vertikal.. Med et mål om egnet havdybde på >50 meter (Drivenes et al., 2010).

WindSea:

WindSea er en flytende vindkraftteknologi utviklet av Force Technology Norway AS i 2008. WindSea er en trekantet plattform med tre sylindere, senket ca. 20 meter under havoverflaten. Hver plattform har tre turbiner montert på hver sylinder, festet via ankerliner. Turbinene er skråstilt der én plasseres medvinds og to andre motvinds der plattformen kan dreies automatisk for optimal produksjon. Egnet havdybde på 45-700 meter (Drivenes et al., 2010).

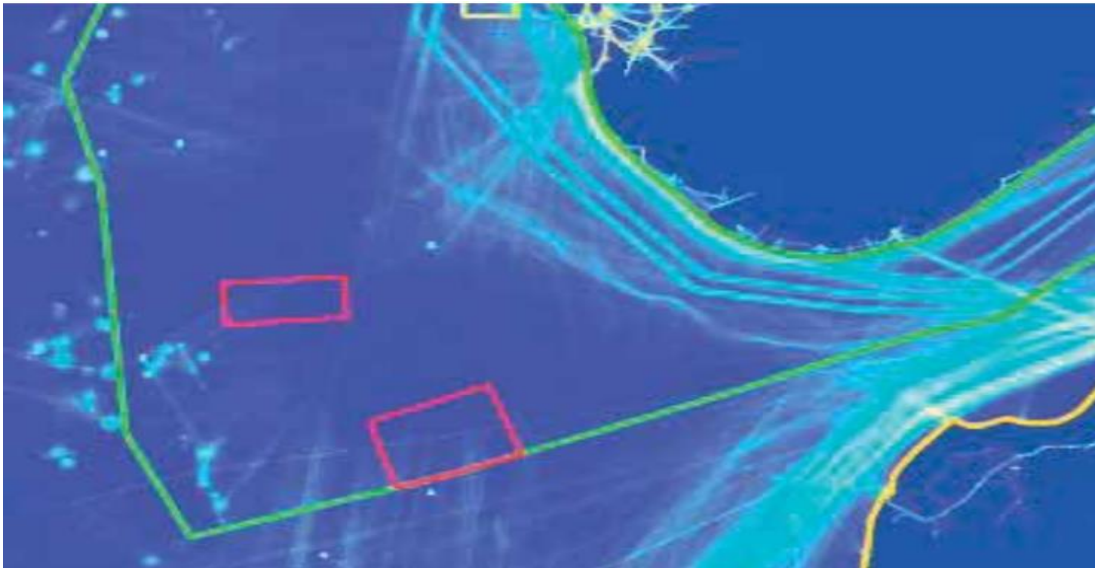
Vedlegg 6 – Identifiserte virkninger i Sørliche Nordsjø 1 og 2

	Sørliche Nordsjø 1 (SN1)	Sørliche Nordsjø 2 (SN2)
Tema:		
• <i>Interessenter:</i>		
Fiskeri	1	1
Skipstrafikk	2	3
Petroleum	3	3
Forsvar	0	0
Reiseliv	0	0
Verdiskapning og sysselsetting	3	3
Kulturminner	0	0
Landskap	0	0
Friluftsliv	0	0
• <i>Naturmiljø:</i>		
Miljørisiko	0 / 1	2
Bunnsamfunn	2	2
Sjøpattedyr	0 / 1	0
Fisk	1	1 / 3
Fugl	2	2
• <i>Tekno-økonomisk egnethet</i>		
Produksjon, teknologi og kostnader	4	4
Nett og kraftsystem	4	4
Fleksibilitet:	5	5

Tabell 10: Oversikt av virkninger ved en utbygging i SN1 og SN2 (Stenshorne B et al., 2013)

Nytte/kostnadsvirkningene er basert på en 1000 MW vindkraftutbygging i SN1 og SN2, basert på en skala mellom 0-5. Der 0 betyr ingen påvirkning og 5 betyr meget høy påvirkning. For de rutene som inneholder flere tall indikerer at det er vurdert forskjellig grad av virkning innenfor samme tiltaksområdet.

Skipstrafikk i Nordsjøen



Figur 4: Skipstrafikken i og rundt SN1 og SN2 (Kystverket, 2012; Stenshorne B et al., 2013).

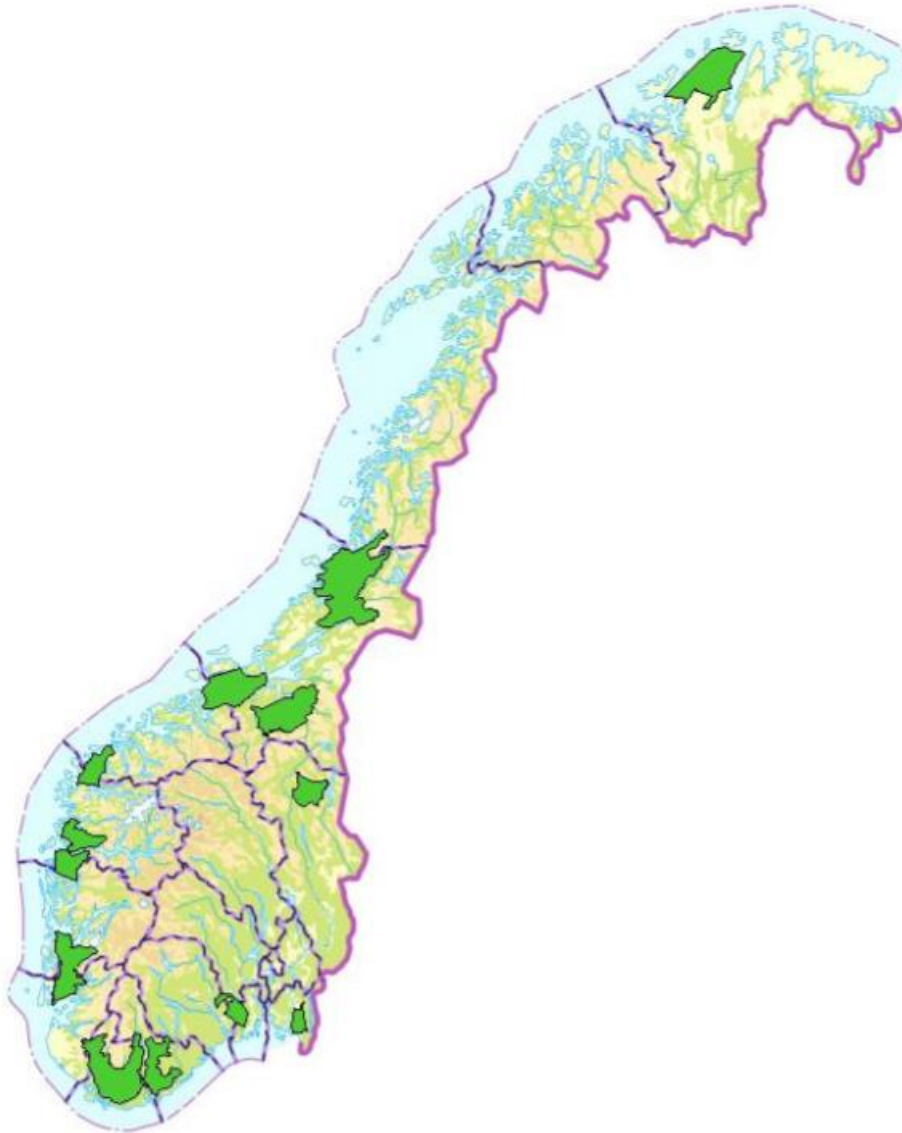
Gyteområde for fiskearten Tobis



Figur 5: Gyteområder for Tobis som overlapper med SN1 og SN2 (Stenshorne B et al., 2013).

Dette viser at utbygging i Sørlige Nordsjø 2 vil potensielt påvirke fiskearten tobis mer, gitt at vindturbinene ikke blir bygd ut i områdene som overlapper, og unngår utbygging i gytesesongen

Vedlegg 7 – Oversikt av egnede områder for onshore vindkraft



Figur 6: De mest egnede områdene for fremtidig vindkraftutbygging (NVE, 2019a)

De 13 utpekte tiltaksområdene har et samlet areal på 16 705 km² og er frem til nå det mest realistiske forslaget av mulige tiltaksområder, omfang og arealbeslag av fremtidig vindkraft – utbygging. De utpekte områdene varierer i forhold til tidligere utbyggingsområder, som nå er foreslått å ligge mellom kyststripen og høyfjell, istedenfor å ligge tradisjonelt ved kysten. Dette har som funksjon å være konfliktdempende siden store deler av befolkningen har verdier og preferanser tilknyttet naturmangfold, friluftsliv og landskap (NVE, 2019a).



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway