



SINTEF

Prosjektnotat

Arealer for havvind

SINTEF Ocean AS
Postadresse:
Postboks 4762 Torgarden
7465 Trondheim
Sentralbord: 40005100
info@sintef.no

Foretaksregister:
NO 937357370 MVA

VERSJON
02

DATO
2024-05-08

FORFATTER(E)
Håkon Nordhagen, Lene Vien Eliassen

OPPDRAKSGIVER(E)
Offshore Norge

OPPDRAKSGIVERS REFERANSE
Turid Øygard

PROSJEKTNUMMER
302008115

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:
24

Sammendrag

Regjeringen har presentert et mål om 30 GW havvind på norsk sokkel innen 2040. Dette dokumentet tar for seg arealbehov og utfordringer relatert til dette. Data fra større havvindanlegg i Europa, alle bunnfaste, viser at en nedre kapasitetstetthet på 3.5 MW/km² som foreslått av NVE, er realistisk og gjennomførbart i Norge.

Energiproduksjon fra store havvindanlegg viser en gjennomsnittlig produsert effekt mellom 40-50% av installert kapasitet, og en kapasitetsfaktor 0.4-0.5 for de fleste parker i 2023. Forventet årlig produksjon av elektrisk energi fra en antatt 30 GW installert havvindkapasitet i Norge, vil mest sannsynlig ligge mellom 105 og 131 TWh.

Utbygd areal i bunnfast havvind defineres av ytterste turbin i anleggene. For 30 GW havvindkapasitet vil det totale utbygde arealet være omkring 8570 km² ved en kapasitetstetthet på 3.5 MW/km². Imidlertid, det totale arealet som kan påvirke fiskeriene vil være større enn det utbygde arealet. Det er enda usikkert om og hvordan ytterste forankring i flytende anlegg vil inngå i utbygd areal.

UTARBEIDET AV
Håkon Nordhagen

SIGNATUR

Håkon Nordhagen

GODKJENT AV
Hagbart Alsos

SIGNATUR

HSA
Hagbart S. Alsos (May 8, 2024 11:02 GMT+2)

PROSJEKTNOTAT NR
2024:00272

GRADERING
Åpen

COMPANY WITH
MANAGEMENT SYSTEM
CERTIFIED BY DNV
ISO 9001 • ISO 14001
ISO 45001



SINTEF

Historikk

VERSJON	DATO	Versjonsbeskrivelse
00	2024-02-26	Utkast til gjennomlesning hos kunden
01	2024-04-14	Kommentarer fra kunden er implementert. Lagt til ny forfatter og ny kvalitetssikrer. Nytt kapittel om begrepsdefinisjoner, omskrevet bakgrunn og utvidet kapittel 5.
02	2024-05-08	Ytterligere kommentarer.



Innholdsfortegnelse

1	Bakgrunn	4
2	Definisjoner	4
3	Areal for store vindkraftverk.....	7
	3.1 Redusert effektivitet for store vindkraftanlegg	7
	3.2 Flyterteologi – forankring.....	8
4	Produksjon og kapasitetsdata fra store vindkraftverk i Europa	9
	4.1 Eksisterende vindkraftverk	9
	4.2 Produsert effekt fra store havvindanlegg i 2023	10
	4.3 Kapasitetstetthet	13
5	Arealbehov ved framtidige havvindanlegg i Norge.....	17
	5.1 Arealbehov for fiskeri.....	17
	5.2 Arealbehov for havvind – eksempel fra Utsira Nord	19
6	Konklusjon	21
7	Referanser	22



1 Bakgrunn

Som et ledd i Offshore Norge sitt arbeid med å sørge for best mulig sameksistens mellom fiskerinæringen og havvindnæringen, er målet med dette notatet å formidle kunnskap om havvindarealer. Arbeidet er utført på oppdrag fra Offshore Norge, og søker å få et klarere bilde av:

- Hvor store havarealer vil regjeringens mål om 30 GW installert havvindkapasitet kreve
- Hvor mye energi kan en forvente at disse 30 GW med installert havvindkapasitet vil produsere

Arbeidet tar utgangspunkt i arealer fra eksisterende havvinnanlegg i Europa, kunnskap fra fagfelleverdert forskning, betraktninger fra NVE, og innspill fra fiskerinæringen.

Dreieboken¹, utviklet av Offshore Norge i samarbeid med Norges Fiskarlag, Fiskebåt og Sør-Norges Fiskarlag fungerer som en veiledning for å unngå konflikter og fremme samarbeid mellom næringene i utviklingen av havvindprosjekter i åpne områder for havvind. Gjennom å gi et tydeligere bilde av arealbehovet og energiproduksjonen knyttet til havvindutbygging, kan dette notatet bidra til å legge grunnlaget for en mer informert dialog og samarbeid i tråd med prinsippene og retningslinjene presentert i Dreieboken.

Notatet er strukturert på følgende måte. Innledningsvis vil vi seksjon 2 definere forskjellige begrep brukt i denne rapporten. Videre vil vi i seksjon 3 skrive om hva litteraturen sier om arealbruk og energiproduksjon i store vindkraftanlegg, og litt generelt om havvindteknologi og forankringssystemer. I seksjon 4 vil vi se på data fra eksisterende europeiske havvindparker og sammenligne disse med forhold forventet og antakelser gjort for framtidige norske havvinnanlegg. Seksjon 5 vil omhandle framtidige scenarier for arealbehov for 30 GW havvind i Norge, deriblant gjøre arealbetraktninger i prosessen fra identifisering av havvindarealer til tildeling og utbygging av havvinnanlegg – med Utsira Nord som et eksempel. Seksjon 6 gir en oppsummering.

2 Definisjoner

I forbindelse med utvikling av vindenergianlegg møter man på en del uttrykk og definisjoner som trenger en tydelig definisjon. NVE opererer blant annet med Kapasitetstetthet og Utnyttelsesgrad, [20]. Definisjonen av disse er per i dag ikke entydige og kan tolkes i ulike retninger. For å kunne si noe videre om dette, må vi først etablere følgende definisjoner:

- **Kapasitet [MW]:** For en enkelt vindturbin er dette den maksimale effekten vindturbinen kan generere. Denne er en konstant verdi og omtales også som den **installerte kapasiteten**. For et havvinnanlegg vil kapasiteten til anlegget være summen av kapasitetene til alle turbinene i anlegget.
- **Produsert effekt [MW]:** Omtales ofte, og litt upresist, også som "produksjon". For en enkelt vindturbin eller et havvinnanlegg er dette den **gjennomsnittlige** effekten (i MW) generert av vindturbinen eller anlegget over en gitt tidsperiode. Denne varierer med bl.a. vindforhold og nedetid. Ganger man gjennomsnittseffekten til turbinen eller anlegget (MW) med tidsperioden det midles over (i timer), vil resultatet gi produksjonen målt i megawattimer (MWh), som representerer den totale mengden elektrisk energi som blir produsert i løpet av denne perioden.
- **Arealitetthet [MW/km²]:** Dette er en gitt mengde (enten produksjon eller kapasitet) delt på et gitt areal. Om ikke annet er angitt, vil arealet det deles på, referere til arealet som omslutes av de ytterste turbinene i det installerte havvinnanlegget.

¹ <https://www.offshorenorge.no/temaer/havvind/sameksistens/>



Eksempelvis, når regjeringen omtaler en visjon om 30 GW havvind innen 2040, presiseres det at "Regjeringens ambisjon er å tildele arealer med potensial for 30 GW havvindproduksjon på norsk sokkel" [24]. Her må "potensiale for 30 GW havvindsproduksjon" forstås som effekten som alle turbinene har kapasitet til å produsere. Altså, regjeringen legger opp til et mål om 30 GW kapasitet, og **ikke** et mål om gjennomsnittlig 30 GW produksjon.

Videre har vi i tillegg følgende definisjoner av begrep som brukes i denne rapporten og ofte av for eksempel NVE (se Figur 1 for illustrasjon av arealbetraktninger rundt stegene fra identifisering til bygging):

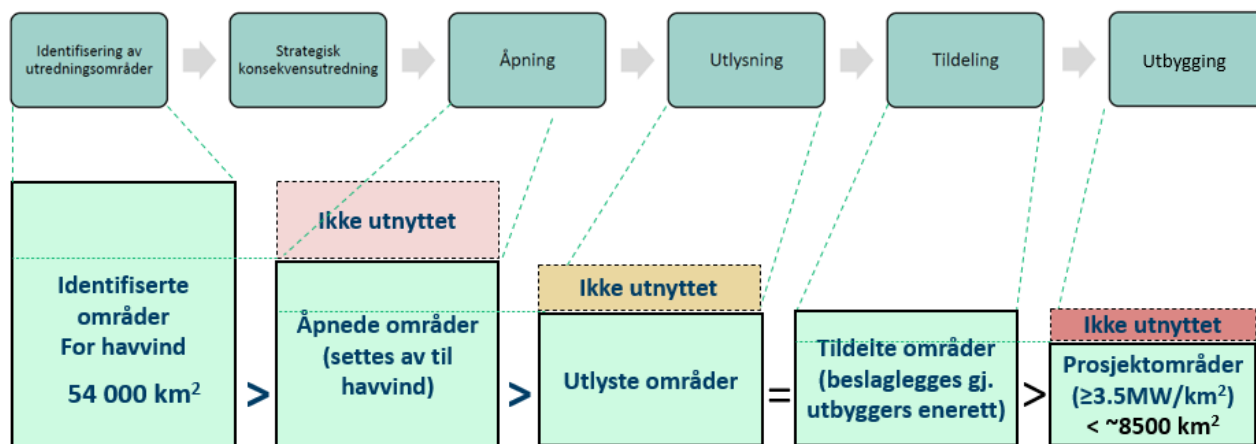
- **Identifisert område/areal for utredning av havvind:** I 2022 fikk NVE på oppdrag fra Olje- og energidepartementet arbeidet med å identifisere nye områder for utredning av havvind for totalt 30 GW havvindkapasitet. Dette ledet til 20 identifiserte områder for utredning av havvind, spredt over hele kysten. Det totale arealet av disse 20 områdene er 54000 km².
- **Åpnet areal/område for havvind:** Det er først når et areal eller område "åpnes for havvind" at det settes formelt av til havvind i henhold til lovverket (Havenergilova). For de 20 identifiserte områdene for utredning omtalt over, vil en strategisk konsekvensutredning (SKU) vurdere hvilke og hvor stor del av disse områdene som skal åpnes for havvind. To av de identifiserte områdene, Vestavind F og Sørvest F, overlapper delvis med de to eneste områdene som allerede er åpnet for havvind, Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord, respektivt. Resultatet fra SKUen skal bl.a. vurdere en mulig kapasitetsutvidelse av to sistnevnte for mulig tildeling i 2025.
- **Utløst område for havvind:** Etter at et areal/område er åpnet for havvind vil det lyses ut konkrete (utlyste) arealer i det åpnete området. Der kan utbyggere/utviklere søke om å bygge havvind.²
- **Tildelt utlyst område for havvind:** En utbygger/utvikler som står som vinner av konkurransen om å få bygge ut havvind i utlyst område, får tildelt, og enerett, på å bygge havvind der. Utvikler vil så utvikle prosjektet sitt innenfor prosjektområdet basert på ulike kriterier angitt i utlysningen. Dette kan være krav til installert effekt og minimum kapasitetstetthet (se senere definisjon). Eneretten gjelder i 2 år fra utredningsprogrammet er fastsatt fram til fristen for å søke konsesjon.
- **Prosjektområde/areal:** Området som defineres av de ytre turbinene av havvindanlegget defineres som prosjektområdet. Hele det utlyste arealet trenger ikke bli utnyttet, og derfor kan prosjektområdet være mindre enn det utlyste området/arealet.
- **Utbygd område/areal for havvind:** Det utbygde arealet er i utgangspunktet det samme som prosjektområdet/arealet.
- **Kapasitetstetthet [MW/km²]:** Den installerte kapasiteten til et havvindanlegg delt på arealet til det utbygde arealet. NVE har foreslått en nedre grense for kapasitetstetthet i utbygd område på 3.5 MW/km².
- **Utnyttelsesgrad [-]:** Angir hvor stor prosentandel av et **åpnet areal** eller et **utlyst areal** som er utbygd med havvind (utbygd areal).
- **Kapasitetsfaktor [-]:** Produksjonen i et vindkraftanlegg (ofte over et år) delt på kapasiteten til vindkraftanlegget.
- **Produksjonstetthet [MW/km²]:** angir gjennomsnittlig kraftproduksjon til et havvindanlegg over en tidsperiode, delt på arealet til det utbygde området.
- **Vindvake:** en vake, eller vindvake, er regioner med redusert vindhastighet forårsaket av uthenting av energi fra en vindturbin. For mindre vindanlegg kan vindvaken forsvinne i en avstand 10 til 15

² "ved auksjon, ved en vurdering av søkerne på grunnlag av objektive og ikke-diskriminerende vilkår eller ved en kombinasjon" (NVE, veiledere.nve.no/havvind)



ganger rotordiameteren. For større vindanlegg har vindvaker blitt observert flere titalls km nedstrøms [1].

- **TWh:** Terrawattimer. $1 \text{ TWh} = 1000 \text{ GWh} = 1\,000\,000 \text{ MWh} = 1\,000\,000\,000 \text{ kWh}$. Altså 1 TWh tilsvarer 1 milliard kilowattimer. For eksempel: 1 GW havvind med kapasitetsfaktor = 0.5 produserer 4.38 TWh med energi.
- **Trykkgradienter:** En forskjell i lufttrykk mellom to punkter vil skape en trykkgradient. Luften beveger da seg fra områder med høyt trykk til områder med lavere trykk langs denne gradienten. Trykkgradienter spiller en viktig rolle i å bestemme hvor mye energi som kan høstes per areal i en havvindpark. Større trykkgradienter kan resultere i kraftigere vindstrømmer som gir mer kraft til vindturbinene [5].
- **Corioliskraft:** Corioliskraften oppstår på grunn av Jordens rotasjon og påvirker bevegelsen av luften. Kraften får luftstrømmer til å avbøye til høyre på den nordlige halvkulen og til venstre på den sørlige halvkulen, og øker i størrelse mot polene. Områder med større Corioliskraft kan ha mer stabile og forutsigbare vindstrømmer, som kan føre til mer pålitelig og konsistent energiproduksjon i en vindpark.
- **Sikkerhetssone/aktsomhetssone:** En **sikkerhetssone** er et definert område rundt en havvindinnretning hvor det kan være farer for sjøtrafikken eller flytrafikken på grunn av innretningens tilstedeværelse. For havvinnanlegg kan sikkerhetssoner være viktige for å sikre trygg drift av vindturbinene og beskytte navigasjonssikkerheten til andre skip og fly i området. En sikkerhetssone kan maksimalt strekke seg 500 meter fra ytterkant av innretningen [2], [3]. En **aktsomhetssone** er et område definert innenfor bestemte grenser hvor skip må navigere med ekstra forsiktighet på grunn av mulige farer eller utfordringer. For havvinnanlegg kan aktsomhetssoner være nødvendige for å veilede skip gjennom områder med tetthet av vindturbiner eller andre mulige navigasjonsfarer. Kystverket har uttrykt at soner med restriksjoner bør begrenses til et minimum for å minimere arealbeslag. De har også påpekt at andre typer restriksjoner enn sikkerhetssoner, som aktsomhetssoner, bør vurderes. I tillegg til aktsomhetssoner har Kystverket også nevnt andre IMO-tiltak, som trafikkseparasjonssystemer, anbefalte ruter og forbudte områder, som alternativer til sikkerhetssoner. Samlet sett fremmer Kystverket en tilnærming som tar sikte på å balansere behovet for sikkerhet og beskyttelse av innretningene med hensynet til effektiv navigasjon og minimal påvirkning på omkringliggende farvann og aktiviteter.



Figur 1. Illustrasjon av arealbetraktninger i de forskjellige stegene fra identifisering av utredningsområder havvindområder til utbygging av havvind. Merk at boksene er ikke tegnet til skala og er kun ment som en illustrasjon. "ikke utnyttet" areal refererer til areal som ble betraktet i forrige steg i prosessen, men som ikke lenger bli vurdert åpnet, utlyst eller utbygd med havvind. Andelen "ikke-utnyttet" areal vil variere betydelig fra område til område og fra steg til steg.

3 Areal for store vindkraftverk

Når det gjelder arealkrav så blir det ofte snakket om arealtettheter for vindkraftverkene. Arealitetthet kan diskuteres både med hensyn på installert kapasitet (kapasitetstetthet) eller effekten som blir produsert (produksjonstetthet) per areal. Det er derfor viktig å vite forskjellen mellom kapasitet og produsert effekt, her omtalt som produksjon. Dersom en ser på en enkelt turbin så er kapasitet en konstant verdi som angir den maksimale effekten vindturbinen kan produsere, mens produksjon refererer til den gjennomsnittlige effekten som produseres av turbinen over en tidsperiode (gjerne over et år eller en måned). Effekten turbinen produserer med vil variere med vindforhold, mulige innskrenkninger i produksjonen som er avhengig behovet og kapasiteten i strømmettet, og om det er vedlikehold og derfor stans i produksjonen i perioden det måles over. For flere vindturbiner som står samlet i et vindparksanlegg, så vil redusert vindhastighet på grunn av vindvaker også være med på å redusere effekten som vindkraftanlegget produserer [4], [5], [6].

3.1 Redusert effektivitet for store vindkraftanlegg

Det er enighet blant de fleste forskere om at økende størrelse på vindkraftanlegg reduserer produksjonstettheten dersom avstanden mellom turbinene er konstant. Dette fordi andelen vindturbiner som havner i vindvake øker med antall turbiner i et havvinnanlegg. Derimot er det ikke enighet om det eksisterer en universell nedre grense for produksjonstetthet for store vindkraftanlegg.

Miller og Kleidon [4], som hovedsakelig ser på vindkraftanlegg på land, hevder at det fins en maksimal verdi for produksjonstetthet på 1 MW/km². På land så kan en få områder med produksjonstetthet godt under 1 MW/km². Når en ser på resultatene, så viser de at det er forskjeller mellom vindkraftanlegg på land og anlegg til havs, også i resultatene til Miller og Kleidon [4]. Antonini og Caldeira [5] bruker en kapasitetstetthet på 9 MW/km² i sine simuleringer, og viser at en kan oppnå en produksjonstetthet på opptil 6 MW/km². Dette er havområder med gode vindressurser og produksjonstettheten er mye høyere enn det som var sett i studiene



til Miller og Kleidon [4], [7]. I Antonini og Caldeira [5] blir det også trukket fram at lokale forhold som trykkgradienter og Coriolis-kraften er viktige bidragsyttere i effektiviteten av store vindparker.

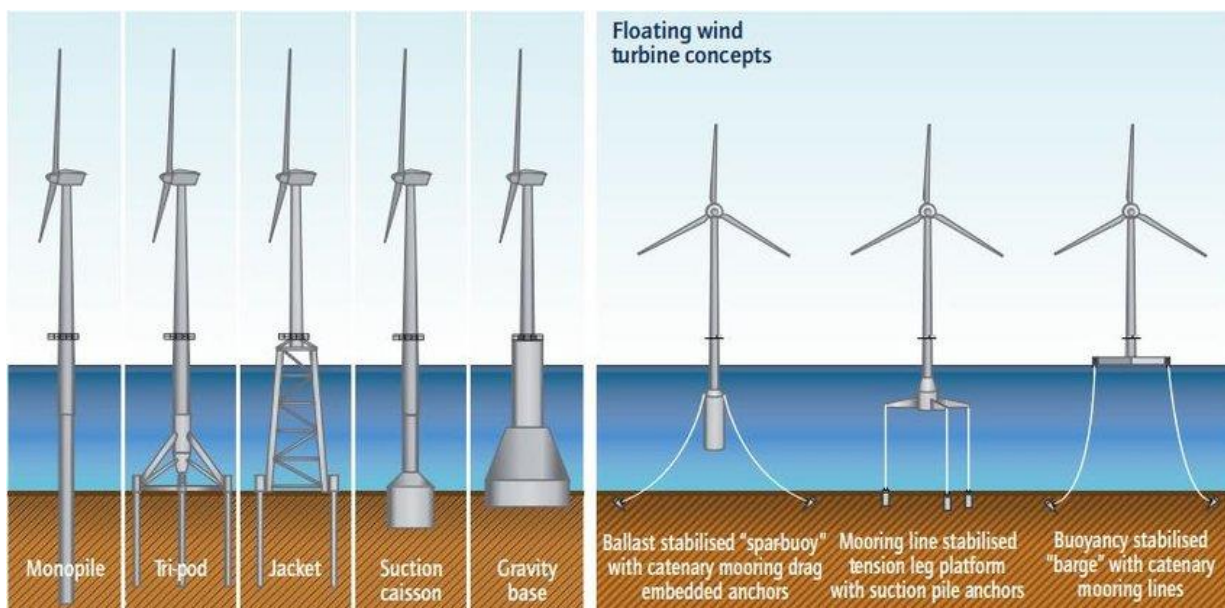
Volker med flere [6], der en har ulik kapasitetstetthet på vindkraftanleggene, viste lignende funn. De viser at for økende størrelser på anleggene så reduseres produksjonstettheten og en når en grense. Men denne grensen er avhengig av lokasjon. For landområder så er grensen i produksjonstetthet rundt 1 MW/km², mens for havområder med sterkere vind så var resultatene 2-3 MW/km².

Disse artiklene ser på produksjonstetthet. Dette tallet vil være en del lavere enn kapasitetstettheten som blir brukt fra NVE. Forholdet mellom produksjonstetthet og kapasitetstetthet vil være i området 0.4-0.5 for havvind. Dette blir diskutert i avsnitt 4.3.

3.2 Flytertechnologi – forankring

Vindkraftanlegg til havs kan være enten flytende eller bunnfast. På grunn av forankringen til flytende installasjoner er arealbeslaget per turbin større enn for bunnfaste. I Seksjon 5.2 kommer vi tilbake til dette. Figur 2 viser hvordan fundamentene for både bunnfaste (til venstre) og flytere (til høyre) kan se ut. Det økte arealbeslaget er et resultat av forankringen som er nødvendig for å holde vindturbinen på plass. I tillegg må det være en strømkabel fra hver turbin som også vil bidra til arealbeslaget. Denne kablet vil for bunnfaste løsninger i stor grad være nedgravd eller liggende på bunn, mens for flytere vil den oppta plass i vannsøylen. Hvor stort arealbeslaget blir, avhenger av flere faktorer, deriblant flytertype, ankerlinjer, havdyp og bunnforhold. For strekkstagsplattformer (TLP) så er arealbeslaget betydelig mindre enn for andre flytende konsepter. TLP er vist i midten av de flytende vindturbinen i Figur 2, og med dagens teknologi kan denne typen forankring brukes på havdyp som er om lag 100 m og dypere.

Som skissert i Figur 2, så har flytere av samme type som Hywind, en spar-type, relativt lange ankerlinjer. For Hywind Tampen strekker ankerlinjene seg om lag 800 meter ut fra installasjonene [8]. Dersom en øker størrelsen på turbinen, eller vandypet øker, vil denne lengden øke. Omtrentlig samme lengde og trender på ankerlinjer gjelder også for semi-type konsepter. I tillegg til slakkforankring (catenary) som vist i Figur 2, finnes stram/taut-forankring, hvor avstanden ut til ankerne vil være mindre enn ved slakk forankring. Stramforankring er under utvikling for havvind, og noen aktører ser på denne type forankring som en gunstig løsning som kan være spesielt nyttig på grunt vann (100-150m).



Figur 2: Illustrasjon av vindturbin fundament. Til venstre vises det ulike typer bunnfaste vindturbiner (kilde: UpWind (upwind.eu)) og til høyre er ulike konsepter for flytende vindturbiner (kilde: NREL).

4 Produksjon og kapasitetsdata fra store vindkraftverk i Europa

I denne delen av rapporten fokuseres det på noen av de største vindkraftanleggene som finnes i Nordsjøen. Først presenteres en liste over kapasitet og areal disse er plassert over, deretter en oversikt over produksjonstetthet der det eksisterer data. Videre ser vi på anleggenes produksjon og installert kapasitet.

4.1 Eksisterende vindkraftverk

Det finnes flere store vindkraftverk til havs i dag. Dersom vi begrenser oss til de anleggene i Nordsjøen som har en total installert kapasitet på over 450 MW - noe som begrenser oss til bunnfaste anlegg i Storbritannia, Nederland, Tyskland og Danmark - så får vi et utvalg som er relevant for de anleggene som er planlagt til havs i Norge. I Tabell 1 er navn på anlegget (nasjonalitet i parentes), kapasitets- og produksjonstetthet, installert kapasitet, år for start av produksjon og de utbygde arealene på anleggene listet opp. Produksjonsdata kan enten være effekt levert til land eller et tilkoblingspunkt til havs.³ Ikke alle anleggene i tabellen hadde produksjonsdata tilgjengelig og disse er merket med "-" i kolonnen for produksjonstetthet. De anleggene som hadde produksjonsdata, er merket med * eller ** (avhengig av kilde) bak navnet.

Gjennomsnittlig kapasitetstetthet, produksjonstetthet, areal, turbinstørrelse og installert effekt på anleggene i Tabell 1 er henholdsvis 6.2 MW/km², 1.78 MW/km², 172 km², 7.2 MW og 757 MW.

Total installert kapasitet og utbygde areal på alle anleggene er 2753 km² og 12124 MW, noe som gir en kapasitetstetthet på 4.4 MW/km².

³ Epost fra Entsoe: "The data provided is measured on the connection point. These connection points can be on land as well as at sea, depending on the location of the connection point. If the connection point is on land, the cable losses are included in the measured data. When the connection point is at sea, the losses are not included."



Tabell 1: Vindkraftanlegg i operasjon i Nordsjøen som, per des 2023, har en installert kapasitet større enn 450 MW. Produksjonstettheten er tatt over 2023.

Navn	Areal [km ²] ^a	Installert kapasitet [MW]	Kapasitets-tetthet [MW/km ²]	Produksjons-tetthet [MW/km ²]	Turbin-størrelse [MW]	År
Hornsea Project Two (UK) *[9]	462	1386	3	1,39	7	2020
Hornsea Project One (UK) *[9]	407	1218	3	1,25	8	2022
Seagreen (UK) *[10]	332	1075	3,2	0,5***	10	2023
Moray East (UK) *[11]	295	950	3,2	0,67***	9,5	2022
Triton Knoll (UK) *[12]	149	857	5,8	2,31	9,5	2022
Borssele 1&2 (NL) [13]	112	752	6,7	-	8	2020
Borssele 3&4 (NL) [14]	122	731,5	6	-	9,5	2021
East Anglia ONE (UK) *[15]	163	714	4,4	2,16	7	2020
London Array Phase One (UK) *[16]	107	630	5,9	2,59	3,6	2013
Kriegers Flak (DK) **[17]	182	605	3,3	1,53	8,4	2021
Gemini (NL) [18]	68	600	8,8	-	4	2017
Gode Wind 1&2 (D) [19]	69	582	8,4	-	6	2016
Race Bank (UK) *[20]	62	573	9,2	4,04	6	2018
Greater Gabbard Offshore Winds (UK) *[21]	147	504	3,4	1,34	3,6	2012
Hohe See (D) [22]	40	497	12,4	-	7,3	2019
Borkum Riffgrund 2 (D) [19]	36	450	12,5	-	8	2018

* produksjonsdata fra Elexon (<https://bmrs.elexon.co.uk/api-documentation/endpoint/datasets/B1610/stream>)

** produksjonsdata fra Entsoe (<https://transparency.entsoe.eu/>)

*** veldig lave produksjonstall på grunn av mye nedetid på turbinene. For anlegget Seagreen skyldes dette at parken var under oppføring i 2023 når tallene er hentet fra. Seagreen var ferdig oppført oktober 2023.

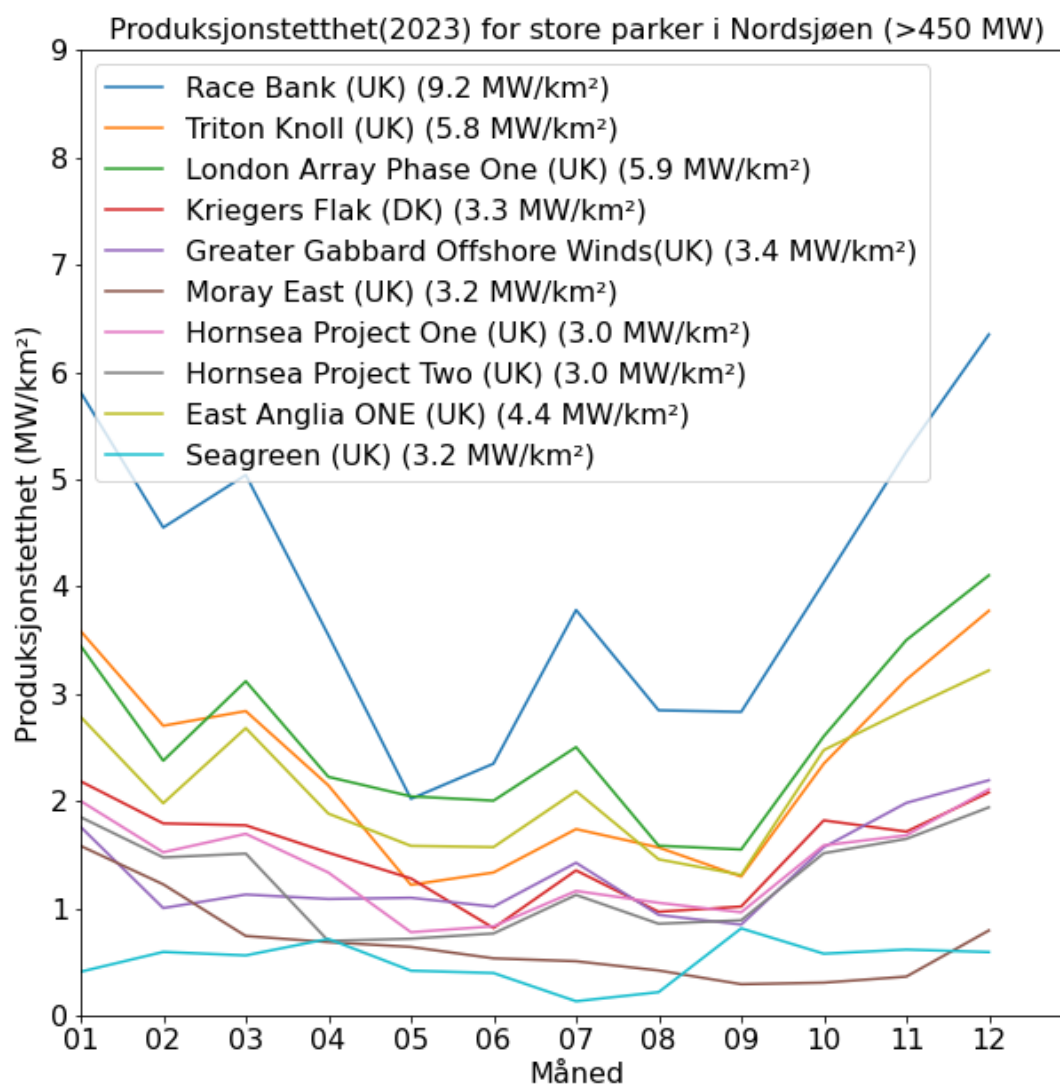
^a Utbygget areal er hentet fra 4Coffshore [23].

4.2 Produsert effekt fra store havvindanlegg i 2023

Produsert effekt fra havvindsparker kan ha store variasjoner siden den er avhengig av hastigheten på vinden. Andre faktorer som spiller inn på produksjon er vindvaken, kontrollsystemet og vedlikehold, og nedetid. Figur 3 viser variasjonen i produksjonstettheten over de ulike månedene i 2023 for de forskjellige anleggene

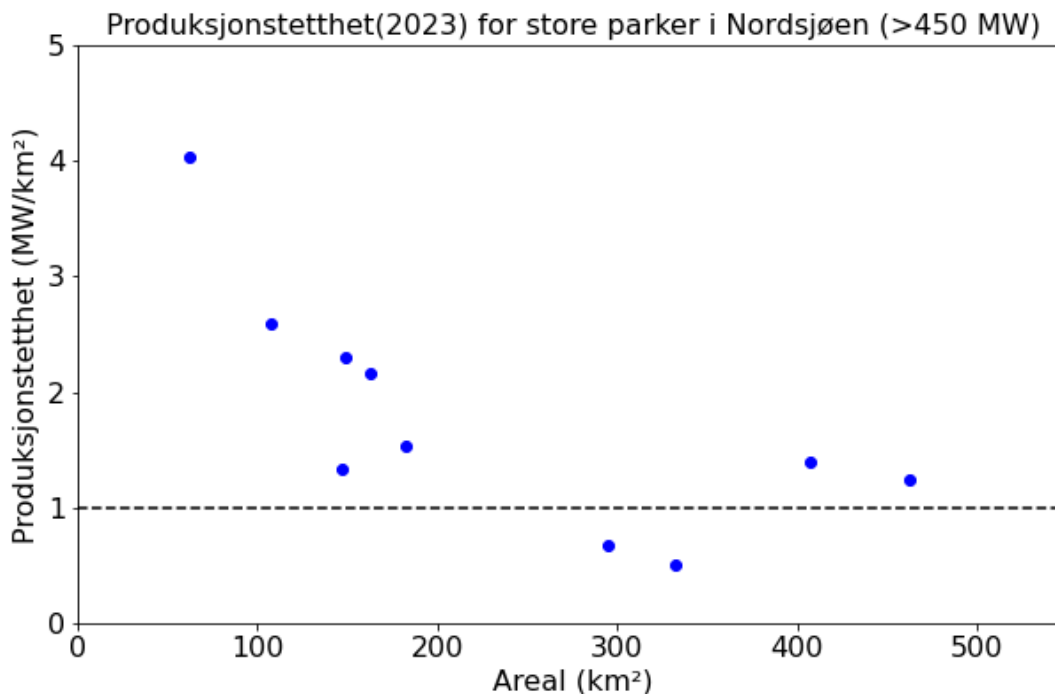


i Tabell 1 med produksjonsdata. Det er tydelig at produksjonstettheten er størst om vinteren (oktober-april) og minst om sommeren (mai-september).



Figur 3: Produksjonstetthet per måned i 2023 for vindkraftanlegg fra Tabell 1. Kapasitetstetthet angitt for hvert anlegg er listet etter hvert vindkraftanleggs navn.

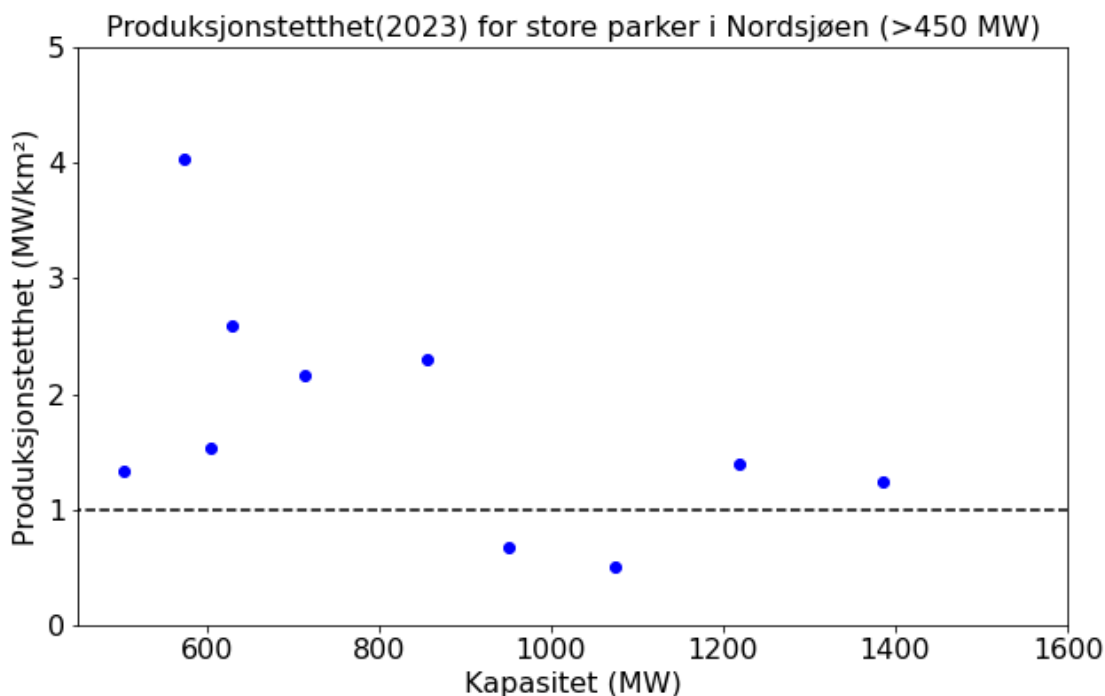
En øvre grense for produksjonstetthet for store parker er tidligere diskutert, og Miller og Kleidon [4] foreslo en øvre grense for landvind på 1 MW/km². Dersom en ser på snittet av produksjonen over et år for store eksisterende havvindparker med data fra Tabell 1, så kan det se ut til at den foreslåtte grensen på 1 MW/km² er reell, også for havvind. Denne fiktive grensen er vist i Figur 4 sammen med produksjonstettheten plottet mot anleggenes areal. Igjen er det viktig å påpeke at produksjonen vil variere fra år til år.



Figur 4: Produksjonstettheten for store vindkraftanlegg i Nordsjøen i 2023 (se oversikt i Tabell 1, kun de med produksjonsdata er vist her).

Plottet i Figur 4 gir en noe skjev fremstilling, siden vindkraftanlegg med samme kapasitet, men med ulik kapasitetstetthet vil ende opp med to forskjellige arealer. Ser vi heller på et plott med produksjonstetthet som funksjon av installert kapasitet i stedet for arealet (Figur 5), er ikke trenden der parker med stor installert kapasitet tenderer mot den øvre grensen produksjonstetthet, like klar lenger. Noen av de største anleggene har lav produksjonstetthet, men disse parkene har også lave kapasitetstettheter. Dette er et valg utbygger har gjort for å minske vakepåvirkningen, men en høyere produksjonstetthet kunne vært oppnådd om utbygger hadde valgt å bygge turbinene tettere. Dette handler også om hvor mye prosjektareal utbygger har fått tildelt, og eventuelle føringer på minste kapasitetstetthet og installert kapasitet. NVE har foreslått et krav om en nedre kapasitetstetthet 3.5 MW/km² i prosjektområdet. Dette vil kunne gi høyere produksjonstetthet i Norge enn i for eksempel i UK, der de i siste arealtildeling satte en nedre grense på kapasitetstetthet på 3 MW/km². I land som Nederland, der man har mindre havareal til å dekke kraftbehovet, ligger gjennomsnittlig kapasitetstetthet på rundt 7 MW/km².⁴

⁴ veiledere.nve.no/havvind/



Figur 5: Produksjonstetthet for store parker som funksjon av installert kapasitet for anlegg.

4.3 Kapasitetstetthet

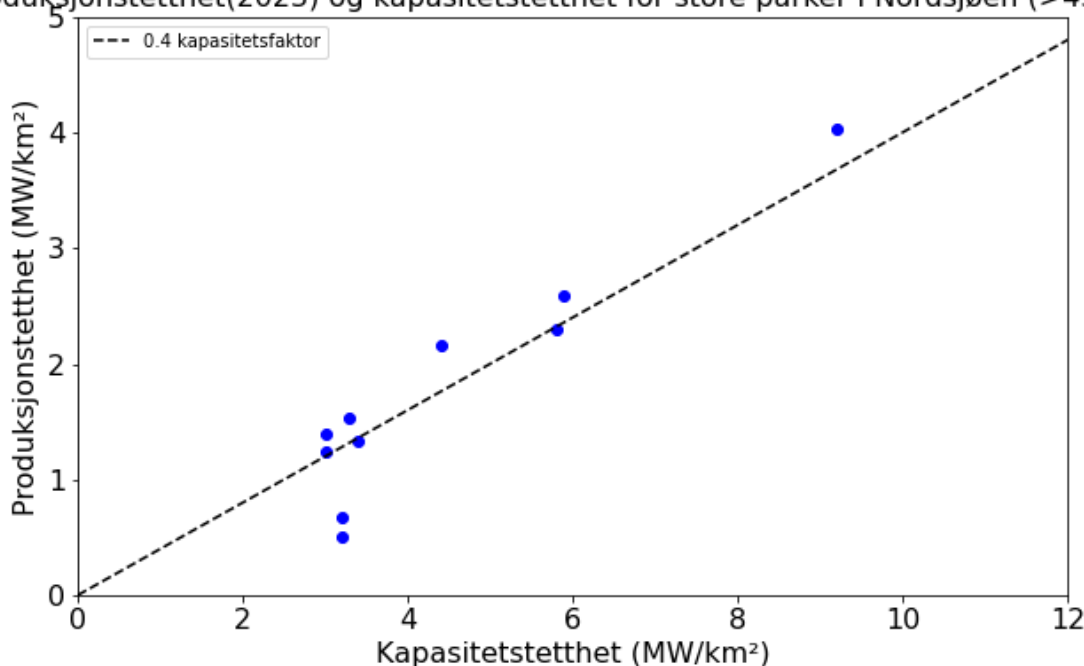
Kraftproduksjonen fra et vindkraftanlegg vil, som tidligere sagt, variere i tid, men den installerte kapasiteten til et vindkraftanlegg er konstant. Det er derfor en bruker kapasitetstettheten når en skal sette krav til arealtetthet for vindkraftanlegg. Forholdet mellom produksjon og kapasitet, er det en kaller kapasitetsfaktor. I Figur 6 er det lagt til en linje som representerer en kapasitetsfaktor på 0.4. En ser av figuren at 0.4 er noe i underkant av flere av de store vindparkene i 2023 som er inkludert i denne studien. Her er det et par parker som har veldig lav kapasitetsfaktor, og dette kan skyldes at det har vært vedlikehold, i tillegg så var et av vindkraftanleggene under oppføring i 2023. De fleste moderne havvindkraftanlegg har kapasitetsfaktorer mellom 0.4-0.5, og det er viktig å være oppmerksom på at den kan variere mye fra periode til periode – alt avhengig av en rekke mulige faktorer som diskutert tidligere. Med en antatt kapasitetsfaktor på 0.4 til 0.5 for 30 GW installert havvindkapasitet i Norge, kan man forvente å produsere mellom 105 og 131 TWh elektrisk energi per år.

Sammenligner man den totale energiproduksjonen fra havvind i 2023 og 2021 i Europa, så ble det produsert 155.14 TWh fra en kapasitet på 17.71 GW havvind i 2023, og 144.27 TWh fra en kapasitet på 14.84 GW havvind i 2021. Dette tilsvarer en kapasitetsfaktor fra havvind i Europa på 0.34 i 2023 og 0.44 i 2021. Tilsvarende var kapasitetsfaktoren for all landvind i Europa i 2023 på 0.24 (416.4 TWh, 200.6 GW) og i 2021 på 0.22 (348.5 TWh, 177.8 GW).⁵ Dette illustrerer både at kapasitetsfaktoren kan variere mye mellom år, og at havvind produserer med en betydelig større kapasitetsfaktor enn landvind i Europa.

⁵ Data hentet fra <https://www.energy-charts.info/>.



Produksjonstetthet(2023) og kapasitetstetthet for store parker i Nordsjøen (>450 MW)

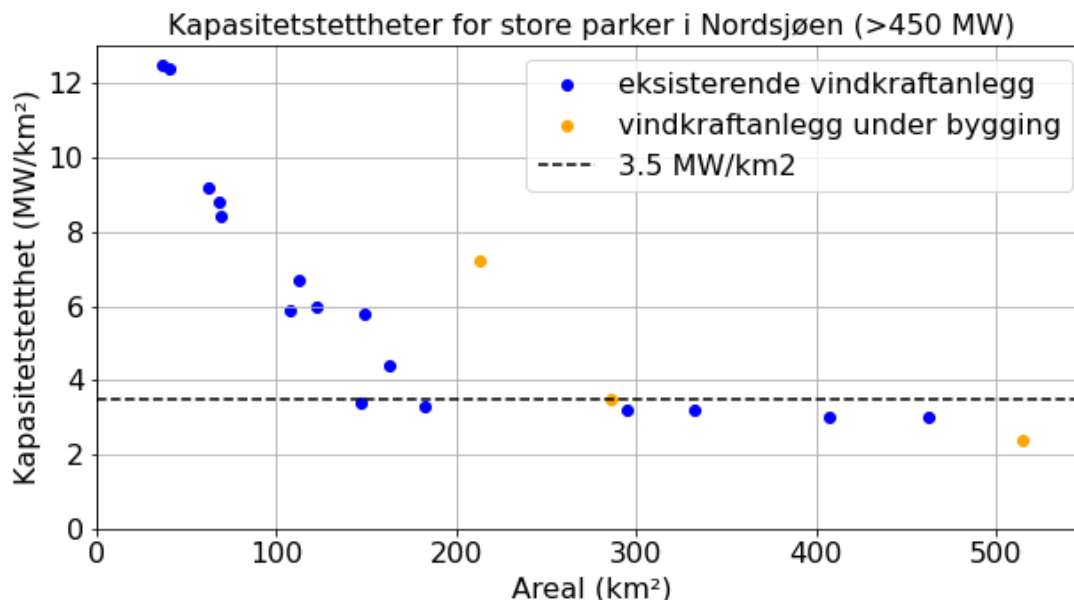


Figur 6: Kapasitetstetthet og produksjonstetthet (2023) plottet på hver sin akse for å vise forholdet. De vindparkene med produksjonsdata som listet i Tabell 1 er brukt.

I likhet med produksjonstetthet, så kan en plote kapasitetstetthet mot arealet til havvindanleggene (Figur 7). Fordelen med å plote kapasitetstettheten er at en ikke trenger å avgrense gyldigheten til en gitt tidsperiode. I tillegg så kan en ta med vindkraftanlegg der en ikke har tilgang til produksjonsdata. En annen fordel er at en kan ta med de parkene som er under bygging.

I Figur 7 er den nedre grensen for kapasitetstetthet anbefalt av NVE, 3.5 MW/km², lagt inn som en stiplet linje. En kan bli lurt til å tro at store vindkraftanlegg har en lavere kapasitetstetthet, og at NVE har brukt en nedre kapasitetstetthet som er for høy.

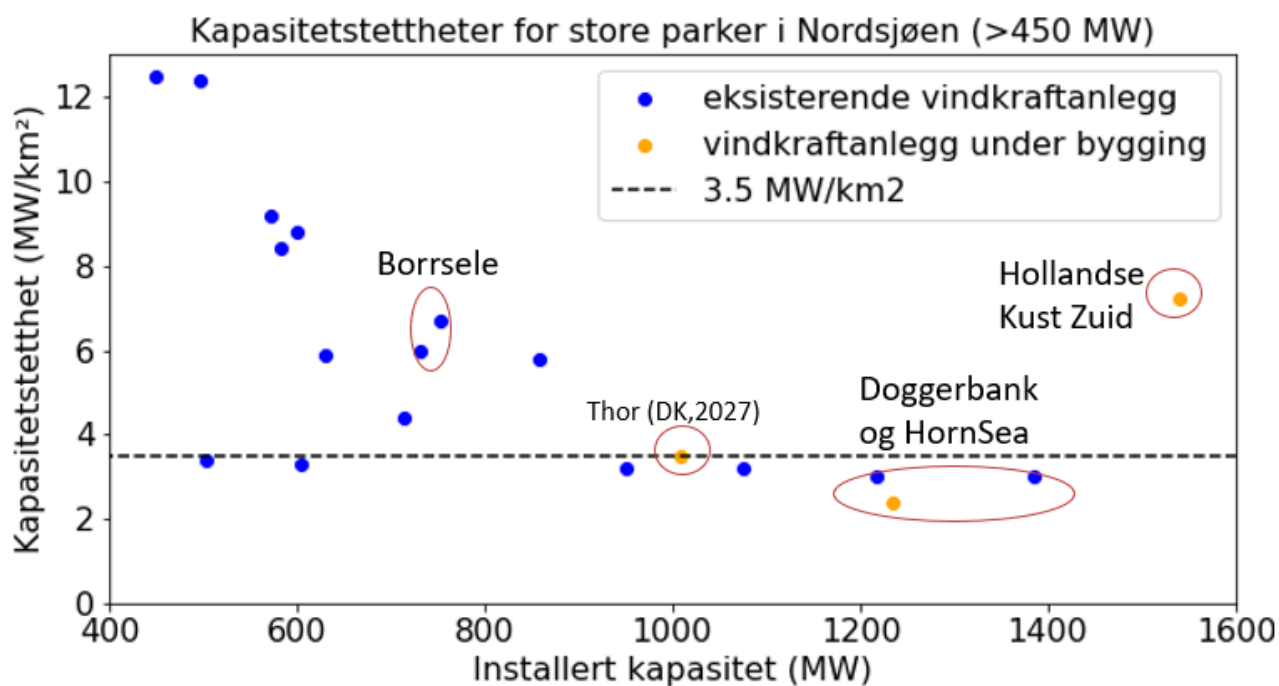
Dersom en i stedet for areal plottes mot installert kapasitet (Figur 8), så er det tydelig at NVE sitt forslag om et minstekrav på arealtetthet i prosjektområdene på 3.5 MW/km² er i tråd med eksisterende anlegg i Nordsjøen. Den parken med størst installert kapasitet som er vist her er et vindkraftanlegg under bygging (Kust Zuid, NL). Borresele-anleggene er i tillegg klyngeparker, altså en sammenstilling av flere store parker som sammen opererer som en stor produksjonsenhet. I Figur 8 framstår Borresele-anleggene som medium store siden de enkeltvis ikke tar stort areal på grunn av høy kapasitetstetthet.



Figur 7: Kapasitetstetthet versus areal for store vindkraftanlegg. Vindparksanleggene brukt her er listet i Tabell 1.

NVE [23] har også sett på kapasitetstettheten ved ulike total installert effekt i forskjellige anlegg. De ser at det er store variasjoner mellom land. I Danmark er gjennomsnittet 3.4 MW/km², Storbritannia 4.5 MW/km² og Tyskland 10.1 MW/km². Det er få vindkraftverk over 1 GW installert kapasitet, og for disse er den gjennomsnittlige kapasitetstettheten 2,6 MW/km². Dersom en ser på vindparker mellom 800 MW og 1200 MW installert kapasitet i det samme datagrunnlaget, så er gjennomsnittstettheten over 6 MW/km². Med andre ord er den nedre kapasitetstettheten på 3.5 MW/km², som foreslått av NVE for norske områder, i tråd med erfaringen fra allerede bygd havvind i Nordsjøen [24]. Det skal bemerkes at for utlysningene for både Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord var det spesifisert en nedre kapasitetstetthet på 3.5 MW/km² i utbygd areal, eller som det står i utlysningsteksten "Kapasitetstettheten for utbyggingen i prosjektområdet skal være minst 3,5 MW/km²".

Det er her verd også å nevne forskjeller av regulatoriske føringer på bygging og etablering havvinnanlegg i noen europeiske land. Som vist i tabell Figur 9 var det i Belgia, Tyskland og UK inntil 2018 [19] opp til utbygger å bestemme kapasitetstettheten i anlegget, mens i Danmark og NL var det spesifisert grenser. Det skal nevnes her at det i siste utlysning (Crown Estate) i UK ble satt en nedre grense på 3.0 MW/km² i kapasitetsfaktor.



Figur 8: Kapasitetstetthet versus installert kapasitet for store vindkraftanlegg. Vindparkanleggene brukt her er listet i Tabell 1.

	Site	Area	Capacity	Capacity Density	Primary Incentive
BE	Fixed	Fixed	Developer's decision	Developer's decision	High energy density
DE	Developer's decision	Developer's decision	Developer's decision	Developer's decision	High energy density
	Pre-developed (from 2026)	Fixed	Limited or Fixed	Limited or Fixed	Low LCOE
DK	Pre-developed	Limited (max)	Fixed	Limited (min)	Low LCOE
NL	Pre-developed	Fixed	Limited (min/max)	Limited (min/max)	Low LCOE
UK	Developer's decision within designated zones	Developer's decision	Developer's decision	Developer's decision	Low LCOE

Figur 9: Regulatoriske føringer på etablering av havvind i forskjellige Europeiske land i 2018. Hentet fra [19].



5 Arealbehov ved framtidige havvinnanlegg i Norge

Som tidligere nevnt har NVE identifisert 20 havområder med minst mulig konfliktnivå og med høyt teknisk potensial for havvind. Disse skal videre utredes igjennom en strategisk konsekvensutredning (SKU) før en eventuell åpning. Totalt er det identifiserte havarealet på omkring 54 000 km², noe som er et betydelig større areal enn de omkring 8 500 km² en skulle forvente at 30 GW installert kapasitet opptar ved en kapasitetstetthet på 3.5 MW/km² i utbygde områder. Det er flere grunner til denne forskjellen.

For det første er det fortsatt for lite kunnskap om de 20 identifiserte områdene. Man har derfor tatt høyde for reduksjoner i og hvilke areal som kan åpnes for havvind etter SKUen. I tillegg, og avhengig av fortsatt usikkerhet i kunnskapsgrunnlaget etter SKU, gir det mulighet til å bruke og åpne for varierende utnyttelsesgrad både av utlyst og tildelt areal. Dette er gjort for å ha tilstrekkelig fleksibilitet i utformingen av havvinnanleggene når de utlyses og bygges. Eksempler på behov for slik fleksibilitet, der areal i åpnet eller utlyst areal ikke vil bli utbygd med havvind, kan være behov for marine korridorer, spesielle næringsinteresser, eller optimalisering av anleggsutforming med hensyn på vaketap, kabellegging, bunnforhold for forankring og behov for vern av natur.

Samtidig som utbygd areal kan bli mindre dersom utbygger velger høyere kapasitetstetthet, vil det arealet fiskerinæringen vil bli negativt påvirket i vil bli større enn arealet til det utbygde området. I det videre vil vi diskutere noen forskjellige faktorer som kan være med på å påvirke det totale arealet der fiskeriene kan bli påvirket.

5.1 Arealbehov for fiskeri

I en ny rapport fra Safetec, gjort på oppdrag fra Fiskeridirektoratet, med tittel "Utredning knyttet til sikkerhetsaspekter mellom havvind, fiskeri og havbruk til havs" [25], blir det bl.a. gjort en gjennomgang av hvordan fiske vil kunne foregå i, og i nærheten av havvinnanlegg. Som man ser i tabellen i Figur 10 hentet fra rapporten, varierer praksisen betydelig mellom land.



Land	Danmark	Storbri-tannia	Nederland	Tyskland	Belgia
Sikkerhets-sone i konstruksjonsfasen	500 meter rundt turbinene	500 meter rundt turbinene	500 meter rundt turbinene	500 meter rundt turbinene	
Sikkerhets-sone i driftsfasen	Ingen	Operatør kan søke om 50 meter rundt turbinene	500 meter rundt vindparken ²	500 meter rundt vindparken ³	500 meter rundt vindparken
Gjennom-seiling	Åpen	Åpen	Stengt, men åpning vurderes	Stengt	Stengt
Tillatt fiskeri		På fiskerens eget ansvar	Passive redskaper vurderes		Passive redskaper

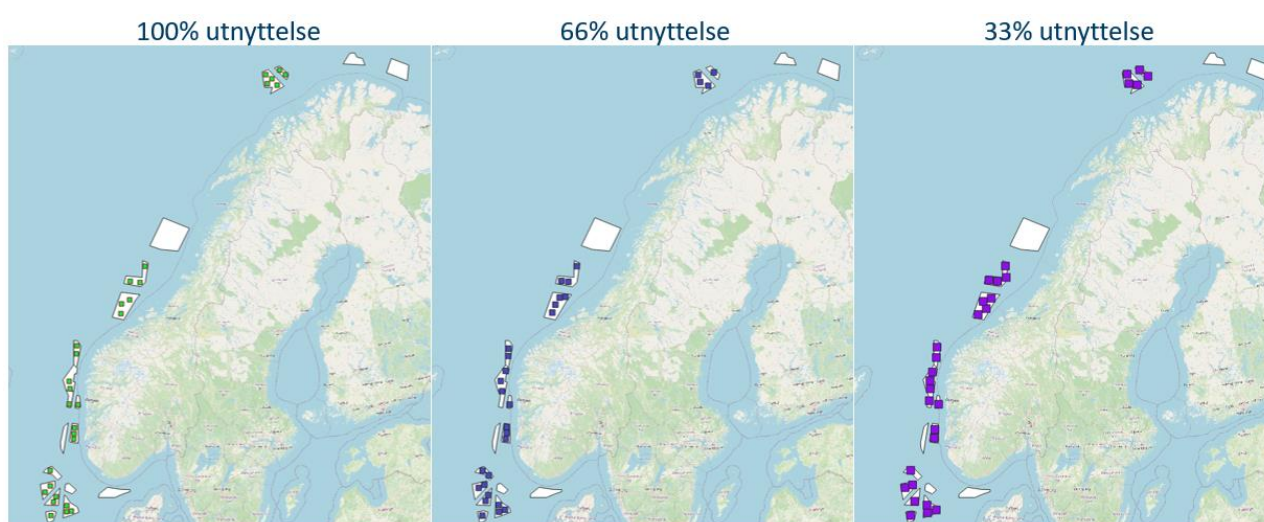
Figur 10. Oppsummering av sikkerhetssoner og tilgang til vindparker i Europa. Tabell hentet fra Safetec sin rapport "Utredning knyttet til sikkerhetsaspekter mellom havvind, fiskeri og havbruk til havs" [25].

Arealbehov og avdrift av fiskeredskap og fartøy ved ugunstige værforhold fremheves som de fremste sikkerhetsutfordringene ved fiske i, og i nærheten av havvindanlegg. For eksempel må man ved ugunstige værforhold beregne over 10 km avstand til nærmeste havvindanlegg for fiske med ringnot. For fiske med garn, line og teiner har man erfart fra Hywind Tampen at man må beregne forflytning av redskapen på flere nautiske mil etter utsett ved ugunstig vær. For trålfiske og snurrevad, i tillegg til å være nær uegnet for fiske inne i et havvindanlegg på grunn av interaksjon med ankerliner og strømkabler, så vil arealbehovet for redskap og båt kreve mange nautiske mil avstand til nærmeste havvindanlegg – spesielt ved ugunstige værforhold. En mulighet til å unngå de mest konservative sikkerhetsavstandene til havvindanlegg for forskjellige redskaper, nevner rapporten at dynamiske avstandsmodeller for hvert redskap vil kunne utvikles og dermed gi god beslutningsstøtte til fiske nærmere havvindanlegg avhengig av værforholdene.

Tar en for eksempel utgangspunkt i en havvindpark med 1 GW kapasitet, vil den med en kapasitetstetthet på 3.5MW/km² oppta 289km², eller et område med 17 km sidekanter om den er formet som et kvadrat. Denne parken vil befinne seg i et prosjektområde i et åpnet og senere utlyst areal for havvind. Dersom det åpnete området er 66% eller 33% utnyttet vil det åpnete arealet være henholdsvis 430 km² eller 864 km². Hvor mye av det arealet som **ikke** vil bli utbygd i de åpnete områdene, men som vil påvirke fiskerinæringen negativt vil være avhengig formen på det utbygde arealet og hvordan man definerer utbygd areal. I seksjon 5.2 skal vi se på hvordan påvirkningsarealet vil variere avhengig av om man ser på kun arealet dannet av de ytterste turbinene i anlegget, de ytterste ankerpunktene, eller en gitt sikkerhetszone. I det videre vil vi se på hvordan åpnet areal for 30 GW kapasitet, men med forskjellig utnyttelsesgrad, hypotetisk vil kunne arte seg.



Figur 11 illustrerer hvordan 30 kvadratiske åpne områder, hver med 1 GW kapasitet, men med forskjellig utnyttelsesgrad og alle med en kapasitetstetthet på 3.5 MW/km², vil kunne plasseres i de 20 identifiserte arealene for havvind. Det totale åpne arealet for 100 %, 66 %, og 33 % utnyttelse er 8570, 12980 og 25970 km², respektivt. I dette tenkte tilfellet er det plassert havvindanlegg i 14 av de 20 identifiserte arealene. Selv om disse 14 arealene til sammen har et areal på 38000 km², er det viktig igjen å poengtere at det i både åpning-, utlysning- og utbyggingstegene fram til 30 GW installert kapasitet vil være arealer innenfor alle 20 områdene som vil bli vurdert som egnet eller ikke for havvindutbygging. I disse prosessene er det mange interesser som skal hensyntas.



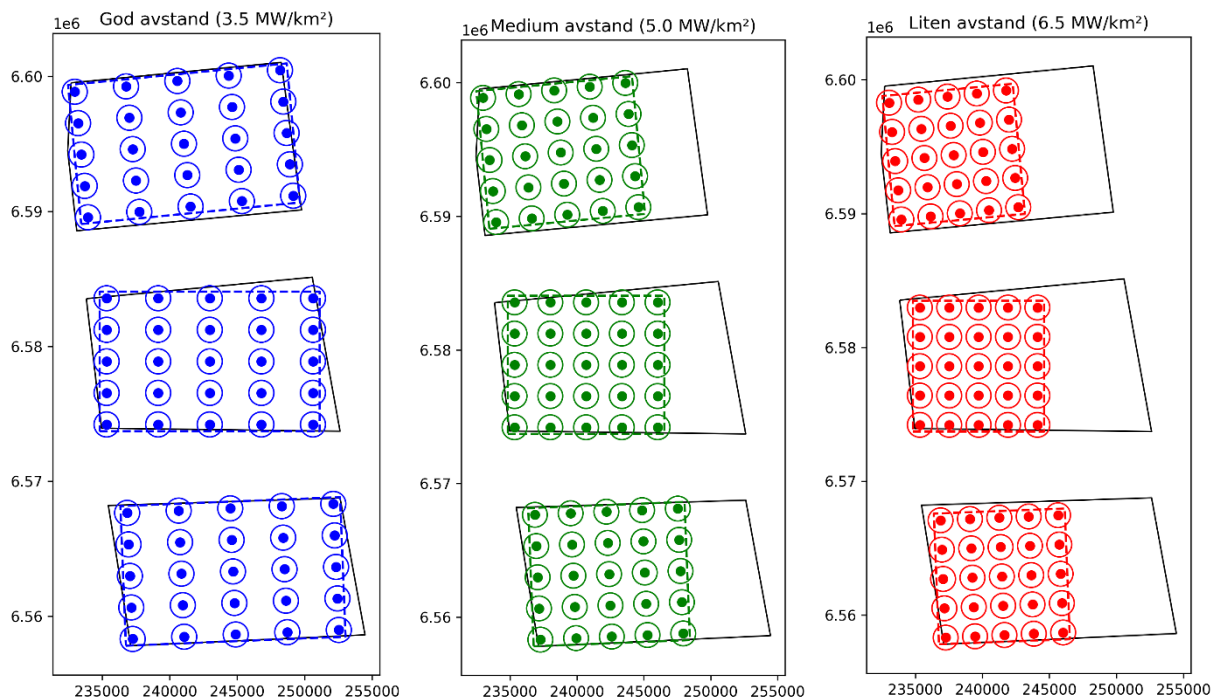
Figur 11. Illustrasjon av 30 åpne områder for havvind, hver med 1 GW installert kapasitet, men med henholdsvis 100% (venstre), 66% (midten) og 33% (høyre) utnyttelsesgrad.

5.2 Arealbehov for havvind – eksempel fra Utsira Nord

Dersom en ser litt mer detaljert på det åpne området Utsira Nord [26], så er det tre prosjektområder som er definert i utlysningen. Dette er et område med et havdyp som krever flytende vindturbiner. I Figur 12 er de ulike kapasitetstetthetene illustrert i de forskjellige prosjektområdene i Utsira Nord. Prikkene er vindturbiner, sirkelene rundt viser ankerradius (dvs. områdene ut til ankere) og den stiplede linjen er sikkerhetssonen. Sikkerhetssoner har her en konstant verdi her, men, som nevnt tidligere i forbindelse med Safetec sin rapport så tenker man at dette kan være en dynamisk verdi. Her har vi valgt å bruke en sikkerhetssone/aktsomhetszone (se definisjon i seksjon 2) på 500 m [27], og vindturbiner med 20 MW kapasitet. Avstanden mellom turbin og anker er her antatt til 930 m, men dette vil være avhengig av hvilken type flytertechnologi som er brukt for vindturbinen og havdybden. På Hywind Tampen, der vanddypet er mellom 260 og 300 m, så er ankerradius ca. 800 meter. Det skal legges til at den delen av ankerkjettingen som ligger på havbunnen (ca.200m) blir regnet som overtrålbart på Hywind Tampen, og det vil "være fiskebåtens utstyr som antas å ville lide skade eller tapes" dersom det skal sette seg fast i denne bunnkjettingen [6]. Et annet flytende vindkraftverk, Kincardine, er plassert på litt grunnere havdyp (60-80 m), og der er relativt lange ankerlinjer (720 m) brukt i forhold til havdypet [28]. Dette har med å få tilstrekkelig stivhet i forankringssystemet. Økningen i ankerradius er derfor ikke forventet å være proporsjonal med dybden. For turbinene som er 20 MW valgte vi å øke radiusen til ankerene litt



sammenlignet med det som er på Hywind Tampen, der rotorene er mindre og derfor vil en få større vindkrefter. Hvert prosjektområde består av 25 turbiner, og har hver en installert kapasitet på 500 MW.



Figur 12: Prosjektområdene på Utsira Nord fylt med vindturbiner av ulik kapasitetstetthet. Aksene angir avstander i meter. Nord er oppover i figuren og vest er mot venstre. Prosjektområdene er vist med heltrukken strek.

Dersom en tar hensyn til sikkerhetssoner, eller til den ytre ankeronen, så får vi lavere arealtettheter enn den som kun tar hensyn til turbinene. Disse tetthetene er vist i Tabell 2 sammen med avstanden mellom turbinene. Tallene som er presentert tar utgangspunkt i et kvadratisk utformet område. Vi vil poengtere at dette bare er en mulig utforming av anleggene, og at turbinplasseringene i slike parker vil avhenge av mange faktorer, som for eksempel bunnforhold og vindforhold. Det skal også nevnes at i utlysningsteksten til Utsira Nord (Vedlegg 3, [26]) at forankringspunktene kan gå utenfor selve prosjektområdene og inn i buffersonene som er avsatt til skipstrafikk (mellom prosjektområder og øst i det åpnete området), men at de må ligge innenfor det åpnete området.

Utnyttelsesgraden for ulik avstand mellom turbiner for prosjektområdene (antatt like store, 181 km^2)⁶, og hele det utlyste områder (1009 km^2 for Utsira Nord) er vist i Tabell 3 – der kapasitetstetthet med kun turbiner er brukt. Bruker man heller arealtettheten med ankerpunkter får man utnyttelsesgradene vist i Tabell 4.

⁶ Prosjektområdene på Utsira Nord er henholdsvis 181.3 , 183 og 179.5 km^2 .



Tabell 2: Arealtettheter for Utsira Nord om en tar hensyn til anker og sikkerhetssoner. Antar 25 vindturbiner med kapasitet på 20 MW.

	God avstand	Medium avstand	Liten avstand
Avstand mellom turbiner [km] *	2.99	2.50	2.19
Kapasitetstetthet, kun turbiner [MW/ km ²]*	3.5	5.0	6.5
Arealtetthet, med sikkerhetssone [MW/ km ²]*	3.2	4.5	5.8
Arealtetthet, med ankerpunkter [MW/ km ²]*	3.0	4.2	5.3

* antar kvadratisk utforming på parken

Tabell 3: Utnyttelsesgrader for Utsira Nord, der en tar utgangspunkt i ulike avstander mellom turbiner, og for kapasitetstetthet med kun turbiner som mål på areal (se Tabell 2).

	God avstand	Medium avstand	Liten avstand
Utnyttelsesgrad (prosjektområde)	79%	55%	42%
Utnyttelsesgrad (Åpna område)	42%	30%	23%

Tabell 4: Utnyttelsesgrader for Utsira Nord, der en tar utgangspunkt i ulike avstander mellom turbiner, og for arealtetthet med ankerlinjer (se Tabell 2).

	God avstand	Medium avstand	Liten avstand
Utnyttelsesgrad (prosjektområde)	91%	66%	52%
Utnyttelsesgrad (Åpna område)	49%	35%	28%

Oppsummert kan man si at kapasitetstettheten til et rektangulært utbygd område med 500 MW flytende kapasitet vil være betydelig påvirket av hvordan en definerer det utbygde arealet. For god avstand mellom turbinene (3.5 MW/km²) reduseres kapasitetstettheten med ca. 14% til 3.0 MW/km² om en regner arealet definert av ankerpunkter i stedet for arealet definert av de ytterste flyterne. Tilsvarende vil man med en liten avstand mellom turbinene (6.5 MW/km²), redusere kapasitetstettheten med 18%, til 5.3 MW/km². Tilsvarende vil naturligvis utnyttelsesgraden til både det åpna og prosjektområdet øke når man går fra utbygd areal definert av de ytterste flyterne til ytterste ankerpunkter.

6 Konklusjon

Det har vært knyttet usikkerhet til NVEs nedre krave til kapasitetstetthet på 3.5 MW/km², eller om det er for høyt for store vindparker. Tall fra både litteratur og fra dagens større parker i Europa/Nordsjøen støtter opp under at 3.5 MW/km² er en realistisk og gjennomførbar nedre grense for kapasitetstetthet. Det har også vært knyttet usikkerhet til hvor mye energi større havvindanlegg vil produsere.

Når vi ser på gjennomsnittlig produsert effekt så er den i området 40-50% av installert kapasitet (altså en kapasitetsfaktor på 0.4 til 0.5) for dagens store havvindanlegg i Europa, men – ikke ulikt andre fornybare energikilder - med betydelig variasjon mellom år og måneder. For 2023 hadde 7 av de 10 større havvindparkene vi har data for i Nordsjøen, over 0.4 i kapasitetsfaktor. En kapasitetsfaktor på 0.4 til 0.5



tilsvarende en produksjonskapasitet på 1.4 MW/km² til 1.75 MW/km² med en kapasitetstetthet på 3.5MW/km². Det er ingen tydelige tegn på at produksjonskapasiteten i større anlegg vil avvike signifikant fra denne proporsjonaliteten med kapasitetstetthet, selv om vaketap er kjent å øke med størrelsen og antall turbiner i et havvindanlegg.

Med en antatt kapasitetsfaktor på 0.4 til 0.5 for 30 GW installert havvindkapasitet i Norge, kan man forvente å produsere mellom 105 og 131 TWh elektrisk energi per år.

Arealene som 30 GW utbygd havvindkapasitet "trenger", avhenger av hvordan man definerer utbygd areal. Bruker man definisjonen av utbygd areal som det arealet man får innenfor en grense trukket av ytterste turbin i anlegget, og en antatt kapasitetstetthet på 3.5 MW/km² innenfor dette arealet, vil det totale utbygde arealet være om lag 8570 km² (30 000 MW / 3.5 MW/km²). Ved høyere kapasitetstetthet vil det utbygde arealet naturligvis bli lavere. Dersom arealbehovet defineres av det areal som kan være til hinder for annen næringsvirksomhet, vil dette arealet kunne være større enn det utbygde arealet.

7 Referanser

- [1] E. G. A. Antonini and K. Caldeira, 'Spatial constraints in large-scale expansion of wind power plants'. Accessed: Nov. 28, 2023. [Online]. Available: <https://www.pnas.org/doi/10.1073/pnas.2103875118>
- [2] 'Forskrift om merking av og etablering av sikkerhetssoner tilknyttet innretning for fornybar energiproduksjon - Lovdata'. Accessed: Apr. 30, 2024. [Online]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2016-09-15-1066>
- [3] 'De forente nasjoners havrettskonvensjon - PART VEXCLUSIVE ECONOMIC ZONE - Lovdata'. Accessed: Apr. 30, 2024. [Online]. Available: https://lovdata.no/dokument/TRAKTATEN/traktat/1982-12-10-1/KAPITTEL_5#KAPITTEL_5
- [4] L. M. Miller and A. Kleidon, 'Wind speed reductions by large-scale wind turbine deployments lower turbine efficiencies and set low generation limits', *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol. 113, no. 48, pp. 13570–13575, Nov. 2016, doi: 10.1073/pnas.1602253113.
- [5] E. G. A. Antonini and K. Caldeira, 'Atmospheric pressure gradients and Coriolis forces provide geophysical limits to power density of large wind farms', *Applied Energy*, vol. 281, p. 116048, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116048.
- [6] P. J. H. Volker, A. N. Hahmann, J. Badger, and H. E. Jørgensen, 'Prospects for generating electricity by large onshore and offshore wind farms', *Environmental Research Letters*, vol. 12, no. 3, 2017.
- [7] L. M. Miller *et al.*, 'Two methods for estimating limits to large-scale wind power generation', *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol. 112, no. 36, pp. 11169–11174, Sep. 2015, doi: 10.1073/pnas.1408251112.
- [8] Equinor, 'Hywind Tampen PUD del II - Konsekvensutredning', Equinor, PL050-57–89, Mar. 2019. Accessed: Feb. 20, 2024. [Online]. Available: <https://cdn.equinor.com/files/h61q9gi9/global/59db109a1ab7991e6b7546ef9b161dcfa74ec514.pdf?hywind-tampen-pud-del-II-konsekvensutredning-mars-2019-equinor.pdf>
- [9] 'HORNSEAPROJECTS_CO_UK'. Accessed: Jan. 16, 2024. [Online]. Available: <https://hornseaprojects.co.uk>
- [10] 'Seagreen Offshore Wind Project, Scotland - NS Energy'. Accessed: Jan. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.nsenergybusiness.com/projects/seagreen-offshore-wind-project-scotland-sse-north-sea/>



- [11] 'Moray East Offshore Wind Farm'. Accessed: Jan. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.morayeast.com/>
- [12] 'Triton Knoll Offshore Wind Farm, East England, UK'. Accessed: Jan. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.nsenergybusiness.com/projects/triton-knoll-offshore-wind-farm/>
- [13] 'Borssele I and II Offshore Wind Power Project - NS Energy'. Accessed: Jan. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.nsenergybusiness.com/projects/borssele-i-and-ii-offshore-wind-power-project/>
- [14] 'Borssele III and IV Offshore Wind Farm', Power Technology. Accessed: Jan. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.power-technology.com/projects/borssele-iii-iv-offshore-wind-farm/>
- [15] I. CORPORATIVA, 'East Anglia ONE, the largest wind farm in Iberdrola's history', Iberdrola. Accessed: Jan. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/offshore-wind-energy%E2%80%A8/east-anglia-one-offshore-wind-farm>
- [16] 'London Array', *Simple English Wikipedia, the free encyclopedia*. Aug. 02, 2022. Accessed: Jan. 16, 2024. [Online]. Available: https://simple.wikipedia.org/w/index.php?title=London_Array&oldid=8374579
- [17] 'Kriegers Flak (wind farm)', *Wikipedia*. Sep. 27, 2023. Accessed: Jan. 16, 2024. [Online]. Available: [https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Kriegers_Flak_\(wind_farm\)&oldid=1177482617](https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Kriegers_Flak_(wind_farm)&oldid=1177482617)
- [18] 'About Gemini Wind Park'. Accessed: Jan. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.geminiwindpark.nl/about-gemini-wind-park.html#o1>
- [19] 'Capacity Densities of European Offshore Wind Farms | The European Maritime Spatial Planning Platform'. Accessed: Feb. 21, 2024. [Online]. Available: <https://maritime-spatial-planning.ec.europa.eu/practices/capacity-densities-european-offshore-wind-farms>
- [20] 'Race Bank wind farm', *Wikipedia*. Dec. 01, 2023. Accessed: Jan. 16, 2024. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Race_Bank_wind_farm&oldid=1187785623
- [21] 'The Greater Gabbard Offshore Wind Project, UK', Power Technology. Accessed: Jan. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.power-technology.com/projects/greatergabbardoffsho/>
- [22] 'EnBW Hohe See and EnBW Albatros | EnBW', EnBW Hohe See and EnBW Albatros. Accessed: Jan. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.enbw.com/renewable-energy/wind-energy/our-offshore-wind-farms/hohe-see/>
- [23] 'Arealbehov for 30 GW'. Accessed: Feb. 19, 2024. [Online]. Available: <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/metode-og-vurderinger/arealbehov-for-30-gw/>
- [24] NVE, 'Identifisering av utredningsområder for havvind'. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/>
- [25] T. Welte, R. J. Bye, I. S. Gumdal, S. Bergslid, J. E. Vinnem, L. Purse, 'Utredning knyttet til sikkerhetsaspekter mellom havvind, fiskeri og havbruk til havs', Fiskeridirektoratet. Accessed: Apr. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www.fiskeridir.no/Akvakultur/Nyheter/2024/rapport-farer-og-muligheter-ved-sameksistens>
- [26] O. energidepartementet, 'Utsira Nord', Regjeringen.no. Accessed: Feb. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/landingssider/havvind/utsira-nord/id2967232/>
- [27] T. Welte, R. J. Bye, I. S. Gumdal, S. Bergslid, J. E. Vinnem, and L. Purse, 'Utredning knyttet til sikkerhetsaspekter mellom havvind, fiskeri og havbruk til havs', ST-000725-2. Accessed: Feb. 20, 2024. [Online]. Available: https://www.fiskeridir.no/Akvakultur/Nyheter/2024/rapport-farer-og-muligheter-ved-sameksistens/_/attachment/inline/bcae3266-9317-46bd-8559-



SINTEF

ee386fb1b017:5e107e71c45e19c28f539c9e4a7124cef05f50ba/ST-000725-
2%20Utredning%20sikkerhetsaspekter%20inkl%20vedlegg.pdf

- [28] A. Parry, Will Maclennan, and Nigel Couldshed, 'Section 36C Variation Environmental Statement KINCARDINE OFFSHORE WINDFARM PROJECT', KOWL, KIN-EN-MEN-KO-0001 . rev 10. Accessed: Feb. 26, 2024. [Online]. Available: <https://marine.gov.scot/sites/default/files/00528219.pdf>