
RAPPORT

Fagutredning for virkninger av havvind for kraftproduksjon og vindregime: 2040-områdene

OPPDRAAGSGIVER

Norges vassdrags- og energidirektorat

EMNE

Fagutredning – 2040-områdene

DATO / REVISJON: 13. Januar 2024 / 023

DOKUMENTKODE: 10254852-01-RIEN-RAP-003



Multiconsult
Meventus
Your partner in wind

The logo graphic for Meventus, featuring a stylized orange dandelion seed head with several seeds blowing away.

Dette dokumentet har blitt utarbeidet av Multiconsult på vegne av Multiconsult Norge AS eller selskapets klient. Klientens rettigheter til dokumentet er gitt i den aktuelle oppdragsavtalen eller ved anmodning. Tredjeparter har ingen rettigheter til bruk av dokumentet (eller deler av det) uten skriftlig forhåndsgodkjenning fra Multiconsult med mindre annet følger av norsk lov. Multiconsult påtar seg intet ansvar for bruk av dokumentet (eller deler av det) til andre formål, på andre måter eller av andre personer eller enheter enn det som er godkjent skriftlig av Multiconsult. Deler av dokumentet kan være beskyttet av immaterielle rettigheter og/eller eiendomsrettigheter. Kopiering, distribusjon, endring, behandling eller annen bruk av dokumentet er ikke tillatt uten skriftlig forhåndssamtykke fra Multiconsult eller annen innehaver av slike rettigheter med mindre annet følger av norsk lov.

RAPPORT



OPPDRA	Fagutredning for virkninger av havvind for kraftproduksjon og vindregime:	DOKUMENTKODE	10254852-01-RIEN-RAP-002
EMNE	Fagutredning – 2040-områdene	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRA	Norges vassdrags- og energidirektorat	OPPDRA	Ross Cowie-Sailer
KONTAKTPERSON	Sigrun Kavli Mindeberg	UTARBEIDET AV	Ross Cowie-Sailer, Kyle Brennan, Oda Andrea Hjelme, Anne Haaland Simonsen, Anders Bergheim Holvik Morten Rosen, Mads V. Sørensen, Vaibhav Bhutoria, Clare Isingoma, Kristian Ludvik Rørmark Ek, Rene Gule
		ANSVARLIG ENHET	10105090 Seksjon Vindkraft

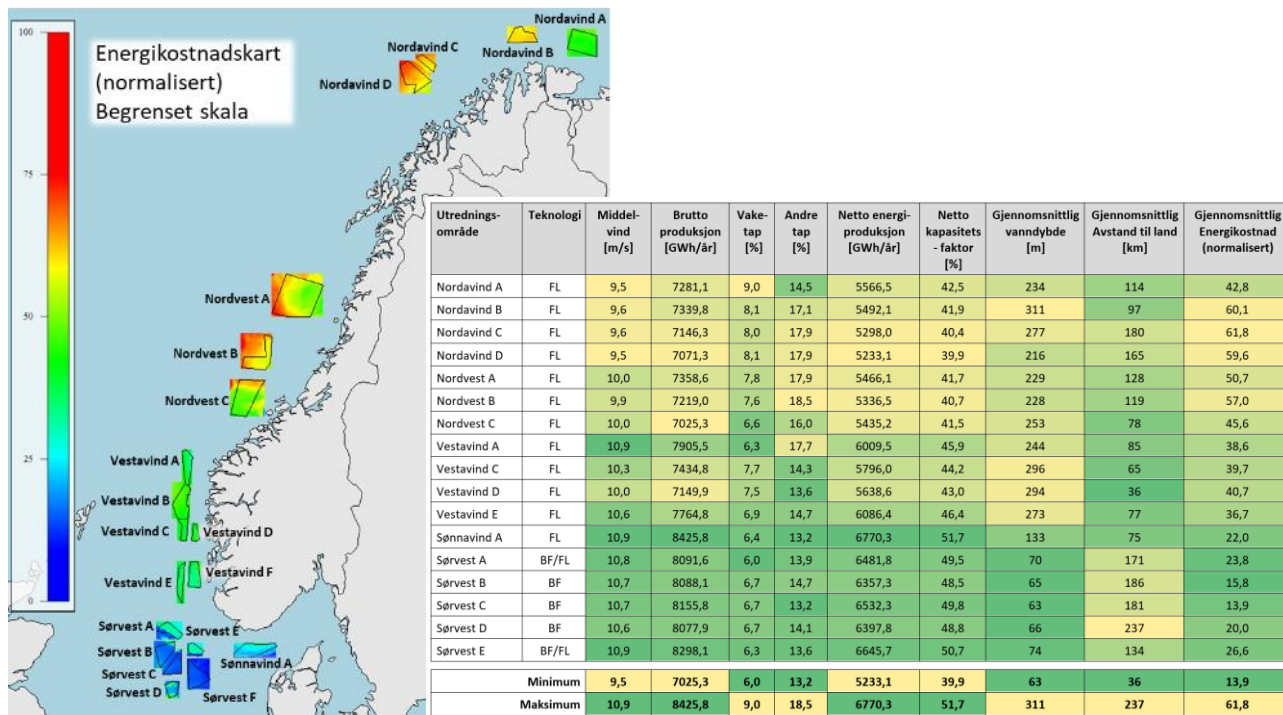
03.	13.01.2025	Document updated	Se ovenfor	Clare Isingoma	Ross Cowie-Sailer
02	22.11.2024	Endelig versjon for publisering	Se ovenfor	Kristian L. R. Ek	Ross Cowie-Sailer
01	11.10.2024	Utkast for kommentering av NVE	Se ovenfor	Kristian L. R. Ek	Ross Cowie-Sailer
REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV

SAMMENDRAG

Multiconsult og Meventus, støttet av EMD International A/S, er kontrahert av NVE for å gjennomføre fagutredningen for kraftproduksjon og vindregime. Resultatene skal brukes i den strategiske konsekvensutredningen, hvor interessene og verdiene fra alle fagutredningene vil vurderes opp mot hverandre. Denne rapporten presenterer resultatene fra fagutredningen for 2040-områdene som inkluderer fire utredningsområder utenfor kysten av Troms og Finnmark (Nordavind A-D), tre utredningsområder utenfor Trøndelagskysten (Nordvest A-C), fire utredningsområder utenfor kysten av Vestlandet (Vestavind A og C-E), fem utredningsområder sørvest for Rogaland/Agder (Sørvest A-E) og ett utredningsområde utenfor Sørlandskysten (Sønnavind A). En tidligere rapport presenterte fagutredningen for 2025-områdene: Vestavind F, Sørvest F & Vestavind B [1].

For å vurdere utredningsområdenes egnethet for kraftproduksjon fra havvind, ble områdene delt inn i et rutenett hvor relevante teknisk-økonomiske parametere ble vurdert. Basert på viktige forhold som dybde, bunnforhold, vindforhold og avstand til land og nettilknytningspunkter, er energiproduksjon og forventede kostnader for et havvindanlegg beregnet. Analysen er oppsummert i en forventet energikostnad som danner grunnlaget for en rangering av hvilke deler innenfor utredningsområdene som er ansett som mest gunstig for utbygging. Energikostnaden er normalisert til en indeks med verdier mellom 0 og 100 for å forenkle sammenlikningen, samtidig som at absolutte verdier ikke er relevante for formålet med denne fagrapporten.

Et oversiktskart som viser forventet energikostnad for hvert av de tjue 2025- og 2040-områdene er presentert i figuren nedenfor. I tillegg er gjennomsnittlig middelvind, havdybde, avstand til land og normaliserte energikostnader vist i tabellform for et eksempelprosjekt på 1500 MW per utredningsområde. I disse beregningene er det benyttet en 22 MW vindturbin og alle utredningsområder ble evaluert separat uten å hensynta vaketap fra naboområder eller andre eksisterende eller planlagte vindkraftutbygninger. Alle parameterne i sammendragstabellen er presentert med en fargeskala hvor grønn er ansett som mest gunstig, og gul er ansett som minst gunstig, avhengig av hver kategori som er vurdert.



Figur: Energikostnadskart (normalisert) for alle 2025- og 2040-områdene samt resultater for eksempelprosjekt med installert kapasitet på 1500 MW i 2040-områdene. FL står for flytende vindturbineteknologi, mens BF står for bunnfast vindturbineteknologi. Se Figur 6-2 og Tabell 8-1 for større versjoner av figuren og tabellen.

Den høyeste beregnet brutto kraftproduksjonen finner man i eksempelprosjektene i utredningsområdene Sønnavind og Sørvest, etterfulgt av Vestavind, mens lavest energiproduksjon beregnet for utredningsområdene Nordvest og Nordavind. Enkelte av utredningsområdene avviker noe fra dette mønsteret. Utredningsområdet Vestavind D har blant annet en signifikant lavere beregnet brutto produksjon enn øvrige områder i Vestavind-regionen ettersom det ligger nærmere kysten hvor det forventes lavere vindhastigheter. For Nordvest C skyldes avviket fra øvrige Nordvest-områder

at vindfordelingen i dette området har en høy konsentrasjon av lave vindhastigheter, til tross for at middelvinden er relativt høy.

De beregnede vaketapene for eksempelprosjektene på 1500 MW varierer mellom 6 og 9 %, hovedsakelig på grunn av forskjeller i vindens retningsfordeling og spredningen av denne. De øvrige estimerte produksjonstapene varierer mellom 13,2 og 18,5 %, hvor avstand til land er en viktig parameter som påvirker elektriske tap og tilgjengelighetstap. I tillegg blir tilgjengelighetstapene også i stor grad påvirket av bølgeforholdene. De største produksjonstapene er beregnet for områdene Nordvest, Nordavind, og Vestavind A, mens de laveste produksjonstapene er beregnet for utredningsområdene Sørvest og Sønnavind. Se kapittel 5.4 for detaljert beskrivelse av tapene.

Kapasitetsfaktorene som er beregnet for eksempelprosjektene på 1500 MW varierer mellom 39,9 og 51,7 %, med høyest verdier beregnet for eksempelprosjektene i områdene Sønnavind og Sørvest (A-E), etterfulgt av de vestligste av Vestavind-områdene. Til sammenligning har eksisterende havvindparker i Storbritannia i perioden 2017-2021 rapportert kapasitetsfaktorer mellom 34 og 57 % [2]. Lavest kapasitetsfaktor er beregnet for eksempelprosjektene i områdene Nordavind og Nordvest.

Lavest energikostnad er beregnet for eksempelprosjektene i utredningsområdene Sørvest og Sønnavind grunnet kombinasjonen av høy beregnet kapasitetsfaktor, grunne dybder og gode muligheter for nettilknytning. For Sørvest er det mulig å tilknytte med bunnfast HVDC, mens Sønnavind ligger i gunstige vanndybder for flytende prosjekter og er nær nok land til at HVAC kan benyttes med relativt lave elektriske tap. De øvrige prosjektene er lokalisert på langt større vanndybder (midlere dybde mellom 216 og 310 m), som fordrer økning i kostnader for flytende vindturbineteknologi. Dybden gir også begrensninger for tilknytning med HVDC til tross for lang avstand til tilknytningspunkt, da teknologien for flytende HVDC-anlegg anses å være for umoden til å kunne benyttes. Bruk av HVAC over lange avstander medfører derfor økning i kostnader relatert til mer reaktiv kompensering og høyere elektriske tap. For store deler av områdene identifisert for flytende prosjekter sammenfaller områdene med høyest energipotensiale med områder med dypest vann og større avstand fra land, noe som gjør det kostbart å utnytte vindforholdene i disse områdene. Blant prosjektene lokalisert i områder med store vanndybder er forventet energikostnad lavest for utredningsområdene i Vestavind-regionen, etterfulgt av utredningsområdene i Nordvest og Nordavind-regionene, med høyest energikostnad beregnet for de tre vestligste Nordavind-prosjektene (B, C og D). Energikostnadsmodellen er sensitiv for flere faktorer, hvor endring av disse eller detaljert prosjektering kan påvirke resultatene. Se kapittel 6 for flere detaljer om disse sensitivitene.

En analyse av korrelasjonen mellom produksjonen fra de ulike utredningsområdene viser at korrelasjonen mellom vindkraftproduksjon fra de ulike "hovedområdene" (Sønnavind, Sørvest, Vestavind, Nordvest, og Nordavind) stort sett er lavere enn 50 %, selv om korrelasjonen mellom områder innenfor "hovedområdene" er betydelig høyere. Hvor godt egnet områdene er vil også måtte vurderes i lys av hvordan de bidrar til å bedre kraftbalansen og bidra med produksjon i perioder hvor det er underskudd på kraft i kraftsystemet. Dette ligger utenfor mandatet til denne analysen.

INNHOLDSFORTEGNELSE

FORKORTELSER	7
1. Introduksjon	8
1.1 Målet for denne fagutredningen	9
1.2 Rapportens oppbygning	9
1.3 Usikkerheter og begrensninger	10
2. Vindturbin- og nettilknytningsteknologi	12
2.1 Vindturbinteknologi	12
2.2 Nettilknytningsteknologi	14
3. Tekno-økonomisk rangering av arealer	16
3.1 Metode for rangering av arealer	16
3.2 Grunnlagsdata	16
3.3 Energikart for produksjonspotensiale	17
3.4 Estimering av kostnader	18
3.5 Energikostnad	21
4. Utforming av eksempelprosjekter	23
4.1 Vindturbin og layout	23
4.2 Nettilknytning	25
4.3 Simulering av kraftproduksjon	28
5. Tekniske parametere og antagelser for utredningsområdene	30
5.1 Avstand til infrastruktur og utredningsområdegrense	30
5.2 Nettilknytningsteknologi	31
5.3 Ankerliner	32
5.4 Beregnede produksjonstapsfaktorer	33
6. Energikostnadskart og modellsensitivitet	41
6.1 Beskrivelse av modellområder	41
6.2 Energikostnadskartets resultater og sensitivitet	41
7. Vurderinger og resultater for utredningsområdene	46
7.1 Nordavind A	47
7.2 Nordavind B	50
7.3 Nordavind C	53
7.4 Nordavind D	56
7.5 Nordvest A	59
7.6 Nordvest B	62
7.7 Nordvest C	65
7.8 Sønnavind A	68
7.9 Sørvest A	72
7.10 Sørvest B	75
7.11 Sørvest C	78
7.12 Sørvest D	81
7.13 Sørvest E	84
7.14 Vestavind A	87
7.15 Vestavind C	91
7.16 Vestavind D	95
7.17 Vestavind E	99
8. Sammenligning av utredningsområdene og tilleggsanalyser	103
8.1 Sammenligning av vindens hastighetsfordeling	103
8.2 Sammenligning av resultater for eksempelprosjekter (1500 MW-alternativ)	104
8.3 Sensitivitetsanalyse av kapasitetstetthet	106
8.4 Samvariasjon mellom utredningsområdene	107
9. Referanser	110
Vedlegg A Turbineffekt- og thrustkurver	111
Vedlegg B Detaljer for kostnadsmodell	112
B.1 Beskrivelse av kostnadsmodell	112
B.2 Kostnadsdata	113
B.3 Stedsspesifikke kostnadsjusteringer	119
B.4 Landtilknytningspunkter	121

FORKORTELSER

Forkortelse	Forklaring
BF	En forkortelse av «Bunnfast» ifm. vindturbinteknologi
EMI	Elektromagnetisk interferens
FL	En forkortelse av «Flytende» ifm. vindturbinteknologi
HVAC	High Voltage Alternating Current, høyspent vekselstrøm
HVDC	High Voltage Direct Current, høyspent likestrøm
MVA	Megavoltampere, beskriver tilsynelatende elektrisk effekt
MVAr	Megavoltampere reaktiv, beskriver den reaktive delen av elektrisk effekt
MW	Megawatt, beskriver den aktive delen av elektrisk effekt
ND-A	Nordavind A
ND-B	Nordavind B
ND-C	Nordavind C
ND-D	Nordavind D
NV-A	Nordvest A
NV-B	Nordvest B
NV-C	Nordvest C
SØ-A	Sønnavind A
SV-A	Sørvest A
SV-B	Sørvest B
SV-C	Sørvest C
SV-D	Sørvest D
SV-E	Sørvest E
VV-A	Vestavind A
VV-C	Vestavind C
VV-D	Vestavind D
VV-E	Vestavind E

1. Introduksjon

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har identifisert 20 mulige havvindområder (se Figur 1-1) langs hele kysten i samråd med en direktoratgruppe bestående av Miljødirektoratet, Fiskeridirektoratet, Oljedirektoratet, Kystverket og Forsvarsbygg. På oppdrag fra Energidepartementet skal NVE utføre en strategisk konsekvensutredning av disse 20 områdene. De tre områdene Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F ble skilt ut i en egen strategisk konsekvensutredning. Utredningen av disse områdene skal kunne brukes direkte i en åpningsprosess frem mot utlysning i 2025, og områdene omtales derfor som «2025-områdene». Utredningen av 2025-områdene ble presentert i en tidligere rapport [1]. Denne rapporten tar for seg de resterende 17 områdene planlagt for senere utlysning frem mot 2040. Områdene som er vurdert i denne rapporten omtales derfor som «2040-områdene».

Multiconsult og Meventus, støttet av EMD International A/S, er kontrahert av NVE for å gjennomføre fagutredningen for kraftproduksjon og vindregime for å svare på kravene i konsekvensutredningsprogrammet for dette temaet. NVE vil bruke resultatet fra fagutredningen inn i den strategiske konsekvensutredningen, hvor interessene og verdiene fra alle fagutredningene vil evalueres sammen med hverandre. Denne rapporten presenterer resultatene fra fagutredningen av kraftproduksjon og vindregime for 2040-områdene som inkluderer fire utredningsområder utenfor kysten av Troms og Finnmark (Nordavind A-D), tre utredningsområder utenfor Trøndelagskysten (Nordvest A-C), fire utredningsområder utenfor kysten av Vestlandet (Vestavind A og C-E), fem utredningsområder sørvest for Rogaland/Agder (Sørvest A-E) og ett utredningsområde utenfor Sørlandskysten (Sønnavind).



Figur 1-1: Identifiserte utredningsområder for havvind [3].

1.1 Målet for denne fagutredningen

Denne rapporten presenterer en overordnet fagutredning innenfor det temaspesifikke utredningspunktet «Kraftproduksjon, vindregime og levetidskostnad» i konsekvensutredningsprogrammet for de 17 «2040-områdene». Se informasjon om havvindområdene i Tabell 1-1. Fagutredningen har som mål å fremskaffe beslutningsrelevant kunnskap om utredningsområdene. Basert på relevante teknisk-økonomiske parametere som dybder, bunnforhold, vindforhold og avstand til nettilknytningspunkter er det laget en rangering av hvilke deler innenfor hvert av utredningsområdene som er best egnet for utbygging.

Tabell 1-1: Informasjon om de 17 2040-utredningsområdene [3].

Utrednings-område	Totalt areal [km ²]	Lokasjon	Gjennomsnittlig havdybde [m]	Type teknologi
Nordavind A	4275	51 km fra kysten av Finnmark	260	Flytende
Nordavind B	2239	53 km fra kysten av Finnmark	320	Flytende
Nordavind C	1054	105 km fra kysten av Finnmark	280	Flytende
Nordavind D	4112	88 km fra kysten av Troms	240	Flytende
Nordvest A	11307	37 km fra kysten av Nordland	310	Flytende
Nordvest B	3437	76 km fra kysten av Trøndelag	275	Flytende
Nordvest C	5582	38 km fra kysten av Møre og Romsdal	265	Flytende
Sønnavind A	2900	34 km fra kysten av Agder	175	Flytende
Sørvest A	1456	122 km fra kysten av Rogaland	79	Bunnfast og Flytende
Sørvest B	2179	152 km fra kysten av Rogaland	66	Bunnfast
Sørvest C	1766	151 km fra kysten av Rogaland	63	Bunnfast
Sørvest D	1215	221 km fra kysten av Agder	68	Bunnfast
Sørvest E	1016	112 km fra kysten av Agder	77	Bunnfast og Flytende
Vestavind A	1884	42 km fra kysten av Vestland	290	Flytende
Vestavind C	1064	41 km fra kysten av Vestland	300	Flytende
Vestavind D	734	19 km fra kysten av Vestland	300	Flytende
Vestavind E	1475	51 km fra kysten av Rogaland	270	Flytende

1.2 Rapportens oppbygning

Kapittel 1 gir en introduksjon til fagutredningen.

Kapittel 2 beskriver vindturbin- og nettilknytningsteknologien som er tilgjengelig i dag og teknologi som det antas at blir tilgjengelig i havvindindustrien innen forventet tidspunkt for utvikling av havvindområdene (antatt i slutten av 2030-årene).

Kapittel 3 presenterer metoden som er brukt for den tekno-økonomiske analysen av havvindområdene.

Kapittel 4 beskriver metoden brukt for utforming av eksempelprosjekter med turbin og tilhørende elektriske infrastruktur.

Kapittel 5 beskriver tekniske parametere og antagelser som ligger til grunn for valg av eksempelprosjekter og turbinplasseringer innenfor hvert av utredningsområdene.

Kapittel 6 beskriver overordnede resultater fra energikostnadsmodellen og sensitiviteten for de ulike parameterne.

Kapittel 7 presenterer resultater fra den tekno-økonomiske analysen av alle utredningsområdene.

Kapittel 8 presenterer en sammenligning av resultater for de ulike utredningsområdene, samt analyser av effekten av endring i energitetthet og samvariasjon i produksjon mellom utredningsområdene.

Kapittel 9 angir hvilke referanser som er brukt i rapporten.

Vedlegg til rapporten:

- Vedlegg A Turbineffekt- og thrustkurver: Effektkurve for turbin for ulike hastigheter.
- Vedlegg B Detaljer for kostnadsmodell: Mer om metode, bakgrunn og tilpasninger.

1.3 Usikkerheter og begrensninger

- Denne fagutredningen gjøres på et overordnet nivå og valgt nettilknytningsteknologi per område gjøres basert på havdybde, avstand til land og installert kapasitet. Ved prosjektering av havvindanlegg vil tverrsnitt for internkabling og antall havvindturbiner per radial bestemmes basert på nettanalyser. Analyser av dette er derfor ikke gjort i denne utredningen, men en viss andel reaktiv kompensering i internkabler er hensyntatt.
- Det legges til grunn teknologi som forventes å være moden innen slutten av 2030-årene. Ettersom effektkurvedata per i dag ikke er tilgjengelig for valgt eksempelturbin er det benyttet en effektkurve som er utarbeidet ved tilnærming til forventet nivå.
- Det er ikke forventet at flytende HVDC-omformere er moden teknologi innen slutten av 2030-årene. Dette medfører lengre HVAC-løsninger enn det som er teknisk mulig for enkelte utredningsområder. For å kunne inkludere dem i vurderingene er det inkludert økte kostnader knyttet til reaktiv kompensering til havs og høye elektriske tap, men detaljerte analyser og simuleringer er ikke utført.
- Bildet av kraftsystemet og kraftnettet på land kan endres innen utbygging av havvind-områdene og dermed kan anbefalt tilknytningspunkt på land også endres. Det er ikke tatt hensyn til kapasitet i kraftnettet på land, behovet for oppgraderinger av eksisterende nett og hvor i kraftsystemet det er mest hensiktsmessig å få inn ny kraftproduksjon. Dette vil bli dekket av en egen fagutredning utført av Statnett.
- Merk at internkabling og eksportkabling ikke hensyntar eventuelle konflikter med miljø, skipsfart etc. da dette ikke er en del av denne fagutredningen. Internkablingen hensyntar heller ikke forankring og fortøyningslinjer for vindturbine og transformator-/omformerstasjonen. Fagutredningen vurderer ikke landfall og byggbarheten til landanlegget.
- Størrelsen på eksempelprosjektområdene ble beregnet etter ønsket energitetthet på 3,5 MW/km². Dette, kombinert med en vindturbin med antatt effekt på 22 MW, resulterer i lengre avstand mellom turbinene enn det som typisk bygges i et prosjekt med samme kapasitet og dermed også lengre internkabellengder.
- Det var ingen lokale vinddata tilgjengelig for denne analysen og alle vindanalyser er derfor basert på meteorologiske reanalysedata med en times tidsoppløsning som potensielt ikke vil kunne fange opp all variasjon i vindfeltet og lokale effekter.

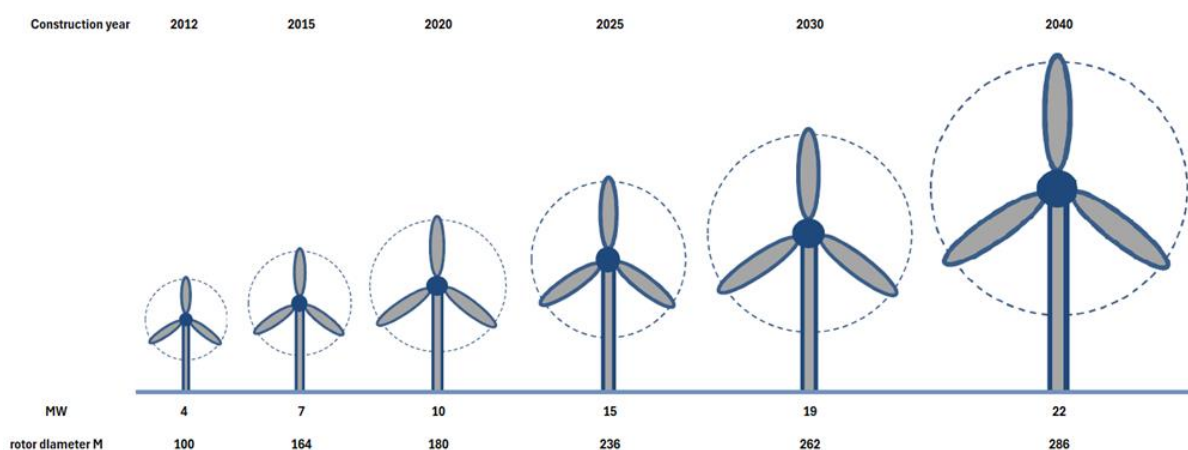
- Det er ikke blitt utført nettanalyser for nettilknytningsløsningene som innebærer likestrøms-overføring. Forenklet beregning av elektriske tap er basert på ideell motstand og uten spenningstap ($P = RI^2$).
- På grunn av manglende data om sedimentets sammensetning og volum, er ikke påvirkningen på kostnadene for bunnfaste prosjekter (under 70 m havdybde) for denne hensyntatt. Det er også antatt at flukeankere kan benyttes i alle områder hvor bunnsedimentet er klassifisert som mykt, uavhengig av eksisterende bunnfast infrastruktur i området (olje/gass-rør eller strømkabler). Om det skulle oppstå konflikter med infrastruktur som krever annen ankertype, eller videre utredninger viser at bunnsedimentet er hardt, vil kostnadene kunne øke.
- Energikostnadsmodellen er sensitiv for de underliggende antagelser benyttet for å klassifisere et prosjekt, slik som maksimal havdybde for bunnfast installasjon og avstand til land for HVAC-tilkobling, og teknologimodenhet, spesielt for flytende prosjekter langt fra land. Justering av disse antagelsene, eller antatt nettilknytningspunkt og sammenfallende landfallpunkt vil kunne forårsake omfattende endringer i energikostnad for enkelte utredningsområder. Dette er beskrevet nærmere i kapittel 6.2.

2. Vindturbin- og nettilknytningsteknologi

Denne fagutredningen legger til grunn vindturbinteknologi som er tilgjengelig i dag og teknologi som det antas at vil være tilgjengelig i havvindindustrien innen bygging av havvindområdene. Per i dag er bunnfast teknologi benyttet for det største volumet av utbygd havvind. Flytende havvind er derfor på et veldig tidlig stadium av teknologimodenhet med stor usikkerhet i videre kostnadsutvikling.

2.1 Vindturbinteknologi

Havvindindustrien begynte i Danmark på 1990-tallet med installasjon av den første bunnfaste havvindturbinen på grunnere havområder. Utviklingen i havvindturbinene trender mot større vindturbiner med økt kapasitet (effekt), og større dimensjoner, som vist i Figur 2-1. I dag installeres det vindturbiner med kapasitet og dimensjon på opp mot 10-15 MW. Det asiatiske markedet utvikler turbiner på opp mot 22 MW der det nå testes en ca. 20 MW turbin fra Mingyang i Kina. Europeiske og amerikanske havvindleverandører kan enda ikke levere havvindturbiner i denne størrelsesordenen, men dette forventes å snu i de kommende år.



Figur 2-1: Evolusjon av dimensjonering av turbiner.

2.1.1 Montering og installasjonsmetoder

En detaljert beskrivelse av ulike byggemetoder, fundamenter og ankersystem som kan anvendes ved installering av flytende og bunnfaste turbiner ble presentert i en tidligere fagutredning av «2025-områdene». Dette delkapittelet vil kun inneholde et sammendrag av teknologien som er valgt for dette studiet. For ytterligere informasjon om tilgjengelig teknologi og ulike metoder for installasjon refereres det til den tidligere rapporten [1].

Fundamentløsninger for vind til havs kan grovt deles inn i to kategorier, bunnfaste og flytende. I denne sammenhengen benyttes betegnelsen fundament for de delene som ligger under tårnet. Bunnfaste fundamenter blir i dag benyttet på de fleste utbygginger, men dette er ventet å endre seg når områdene som er tilgjengelige for utbygging får økende vanndybde. Monopeler er i dag det mest brukte konseptet for fundamentering av bunnfast vind til havs. Monopelfundamentene består av store stålrør som bankes ned i sjøbunnen. Flytende fundamenter er i dag under utvikling og har i dag en relativt høy tilleggskostnad i forhold til bunnfaste konsepter. Alternativene spar-bøye, semi-submersible floater og strekkstagplattform er vist i Figur 2-2 og beskrevet nærmere nedenfor.

Spar-bøye

Spar-bøye er en vertikal sylinder som holder seg stabilt flytende ved hjelp av stor masse plassert dypt (gir stor arm). Konseptet benytter dype konstruksjoner som krever stor tilgjengelig vanndybde under

fabrikasjon og installasjon. Konstruksjonstypen er godt kjent innen olje- og gassvirksomhet i Norge. Fundamenttypen gir mulighet for ferdigstilling i havn og i havområder nært land.



Figur 2-2: Prinsippskisser av konsepter for flytende vind. Kilde: [4].

Semi-submersible floater

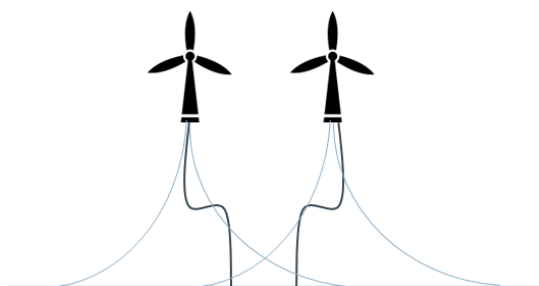
Halvt nedsenkbare fundament som har begrenset areal i skvalpesonen. Fundamentene har totalt et betydelig større areal enn spar-bøyene, og kan derfor flyte stabilt med mindre dypgang. Fundamenttypen gir mulighet for ferdigstilling i havn og i havområder nært land.

Strekstagplattform

Strekstagplattform har tidligere vært benyttet i olje- og gassprosjekter til havs. Fundamentene er flytende, men holdes på plass av strekkstag. Disse fundamenttypene okkuperer betydelig mindre arealer siden ankersystemet ligger rett under fundamentet. Denne typen er det konseptet som er minst utprøvd for havbasert vindkraft av de tre konseptene som er beskrevet. Denne fundamenttypen krever i de fleste tilfeller at tårn og turbin installeres etter fundamentet er ankret opp.

2.1.2 Internkabling

Det interne kabelnettet mellom vindturbinene kan bestå av statiske eller dynamiske kabler (kabler som er dimensjonert for bevegelse i havet). I vindkraftverk der turbinfundamentene står fastmontert på havbunnen er det vanlig å bruke statiske kabler. For havvindanlegg med flytende turbiner kan det interne kabelnettet bestå av dynamiske og statiske kabler der det anbefales en pålitelighetsstudie eller optimalisering for å bestemme egnet teknologi. Figur 2-3 illustrerer internt kabelnett og forankring mellom havvindturbinene.



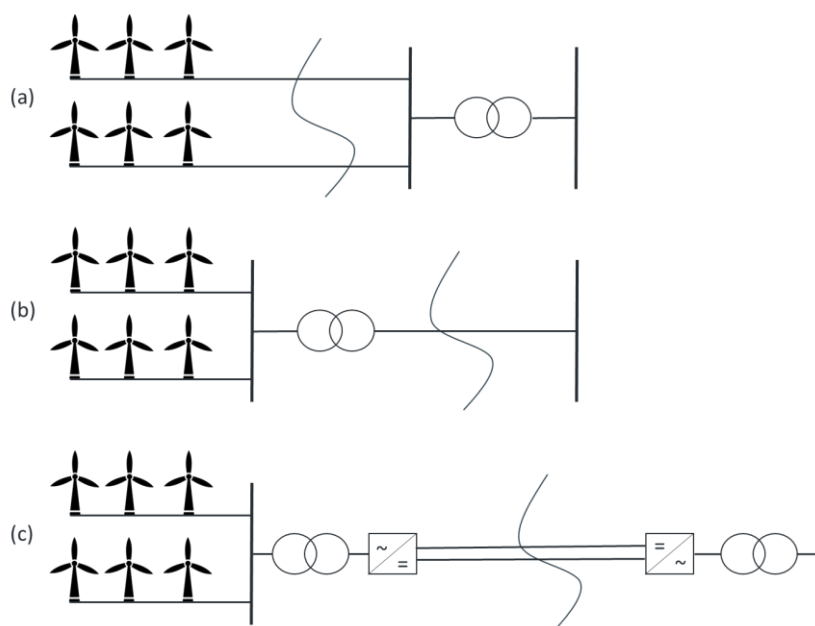
Figur 2-3: Internt kabelnett med dynamiske/statiske kabler mellom vindturbinene. Forankring illustrert i blått og internkabling illustrert i sort.

2.2 Nettilknytningsteknologi

Denne fagutredningen gjøres på et overordnet nivå og valgt nettilknytningsteknologi per havvindområde gjøres basert på parameterne havdybde, avstand til land og installert kapasitet. De faglige vurderingene bygger på Statnetts rapporter «Tilknytning av nye havvindområder til land» (februar 2023) [5] og «Utvikling av nett til havs» (november 2023) [6]. I senere faser av hvert havvindprosjekt vil nettilknytningsløsningen velges basert på detaljerte analyser for hvert enkelt prosjekt. Kostnaden for nettilknytningsløsning vil øke med avstanden fra land og havdybde på grunn av sjøkabelens lengde og tilhørende tilpasning av overføringsteknologi.

2.2.1 Overføringsteknologi

Havvindområder kan tilknyttes med enten vekselstrøm (AC) direkte til land med transformatorstasjon på land (Figur 2-4a), via en transformator-stasjon til havs med AC-forbindelse til land (Figur 2-4b) eller via en HVDC omformerstasjon til havs med HVDC-forbindelse til land (Figur 2-4c). Behovet for å ha en transformator-stasjon til havs ved AC-overføring avhenger blant annet av avstanden fra land i tillegg til kostnadsdrivende faktorer som havdybde og bunnforhold, overføringskapasitet, behov for reaktiv kompensering, tap og driftskostnader. Ved transformering på land kan det også være en utfordring med ilandføring av mange parallelle AC-kabler.



Figur 2-4: Alternativer for radiell tilknytning av havvind:

(a) AC-forbindelse direkte til land,

(b) transformatorstasjon til havs med AC-forbindelse til land,

(c) HVDC omformerstasjon til havs med HVDC-forbindelse til land.

For kraftoverføringer opptil 100 km fra land anvendes typisk vekselstrømteknologi (HVAC) til å overføre kraften fra havvindanlegget til land. En ulempe med HVAC-overføring over lengre avstander er mengdene med reaktiv effekt som oppstår i kabelen. Dette vil påvirke spenningen, og dermed også strømmen, som medfører utfordrende forhold. Reaktiv kompensering i en eller begge sider av kabelen vil kunne bedre forholdene, men det er dyrt, og potensielt kan det også bli nødvendig med kompensering mellom de to endene ved lengre avstander. Valg av spenningsnivå påvirker mengde reaktiv effekt som oppstår, men det påvirker også tapene i overføringen i motsatt retning. Dette må derfor optimaliseres for hvert enkelt tilfelle. For mer informasjon om reaktiv kompensering, refereres det til kapittel 3.2 i den tidligere rapporten [1].

Likestrømteknologi (HVDC) velges når transportavstanden er lang, typisk for avstander på over 200 km. Fordelene med å benytte HVDC-overføring er muligheten til å overføre store mengder kraft med mindre tap og uten reaktiv effekt. I tillegg trengs det færre HVDC-kabler for å overføre den samme kraften sammenlignet med bruk av HVAC. Det forventes at HVDC-teknologien ikke vil være tilstrekkelig moden for flytende installasjoner innen slutten av 2030-årene, men at bunnfast HVDC-anlegg vil være tilgjengelig.

Valg av HVAC- eller HVDC-overføring må vurderes for hvert enkelt tilfelle for avstander mellom 100 og 200 km fra land.

2.2.2 Transformator- og omformerstasjon

Transformatorstasjoner transformerer mellom ulike spenningsnivåer, mens omformerstasjoner konverterer mellom vekselstrøm og likestrøm. Transformator- eller omformerstasjoner til havs kan være bunnfast, flytende eller undersjøiske (engelsk: «subsea»), og det vil variere for hvilke dybder det er mest gunstig å bruke de ulike løsningene. I dag er undersjøiske transformatorstasjoner kun utviklet i mindre skala i tilknytning til olje- og gassinstallasjoner. Ved undersjøiske transformatorstasjoner er det behov for våte kabeltermineringer (tilkobling av kabel på transformatorens primær- og sekundærside under vann), og dette er utfordrende. Flytende HVDC-installasjoner er ikke kvalifisert teknologi per i dag. Det er spesielt komponentenes robusthet mot dynamiske påkjenninger, som dynamiske HVDC-kabler, som er utfordrende, og det er behov for teknologiutvikling. Flytende HVDC-systemer har samlet sett lav teknologimodenhet selv om komponentene hver for seg har høyere teknologimodenhet, og kombinasjonen av flytende løsninger for HVDC anses derfor å være et kostbart alternativ for havvind.

2.2.3 Eksportkabling

Kraften føres fra havvindanlegget til land med sjøkabler, her kalt eksportkabler. Ved bunnfaste havvindanlegg kan statiske eksportkabler benyttes med spenningsnivå opp til 420 kV. For flytende havvindanlegg benyttes dynamiske og statiske eksportkabler. Dynamiske eksportkabler for spenningsnivåer over 132 kV har lavere teknologimodenhet enn dynamiske 132 kV kabler, men det forventes at utviklingen vil akselerere grunnet høy etterspørsel og forventede kostnadsbesparelser. Valg av spenningsnivå på eksportkablene avhenger blant annet av behovet for overføringskapasitet.

Ved HVDC-omformerstasjoner til havs er det mest vanlig med eksportkabler med spenningsnivå 320 kV eller 525 kV. Flere systemansvarlige (TSOer) rundt Nordsjøen jobber for en felles standard med HVDC-tilknytninger med spenningsnivå 525 kV og det forventes at 525 kV vil være en forutsetning for utbygging av maskede nett til havs i Nordsjøen. I tillegg til å avhenge av om man skal knytte seg til en hybridforbindelse eller masket nett, avhenger valg av spenningsnivå og konfigurasjon for HVDC tilknytningen blant annet av avstand fra land, overføringskapasitet og kostnader.

3. Tekno-økonomisk rangering av arealer

Basert på tekno-økonomiske parametere som vindressurs, vanndybde, bunnforhold og avstand til land/nettilknytning er det laget en rangering av hvilke deler innenfor utredningsområdene som er best egnet for utbygging. De ulike parameterne er vektet ut ifra deres sensitivitet på de forventede energikostnadene. Merk at energikostnaden estimeres med en forenklet kostnadsmodell beregnet for rangering av de ulike havvindområdene og ikke for estimering av eksakt investeringskostnad.

I tillegg danner energikostnadene et grunnlag for plassering av eksempelprosjekter med en bestemt størrelse i installert kapasitet og anvendt turbinteknologi med tilhørende elektrisk infrastruktur innad i hvert utredningsområde.

3.1 Metode for rangering av arealer

Utredningsområdene er delt opp i rutenett på 1x1 km og hver rute får en verdi basert på forventet energikostnad. Denne forventede energikostnaden baseres på et energikart og en prosjektkostnadsmodell som tar hensyn til påvirkningen av de respektive tekniske parameterne ved hvert rutenettpunkt. Disse beskrives mer detaljert i de påfølgende delkapitlene.

3.2 Grunnlagsdata

Grunnlagsdata som er benyttet i analysene i denne rapporten er hentet fra følgende datasett:

3.2.1 Vind og bølger

Analyser av vindhastighet, vindretning og signifikant bølgehøyde er basert på det høyoppløste reanalysedatasettet NORA3, som er utviklet av Meteorologisk Institutt. Dette datasettet benytter start- og grensebetingelser fra reanalysedataene ERA5 (31x31 km oppløsning) fra ECMWF, men er ytterligere justert mot meteorologiske data fra SYNOP- og METAR-stasjoner, samt skip og bøyer fra MARS-databasen. NORA3-datasettet er beregnet med værvarslingsmodellen HARMONIE-AROME og har en tidsoppløsning på 1 time og en romlig oppløsning på 3x3 km. Modellen dekker perioden fra og med 01.01.1999, men for beregning av vindressurskartene i denne analysen er 20-årsperioden fra 01.01.2003 til 01.01.2023 benyttet. Data er tilgjengelig i høydene 10, 20, 50, 100, 250 og 500 m. Vinndata fra dette datasettet ble benyttet for beregning av forventet energiproduksjon, mens bølgedataene ble brukt for beregning av forventede tilgjengelighetstap knyttet til adkomst ved uforutsette feil på turbinene.

3.2.2 Vanndybde

Informasjon om havdybder ble hentet fra EMODnet Digital Bathymetry 2020 som er et flerlags batymetrisk produkt for Europas havområder. Den digitale terrengmodellen (DTM) er basert på mer enn 16360 batymetriske undersøkelsesdatasett og sammensatte DTM-er, og har en rutenettoppløsning på 115 meter. Dette datasettet ble benyttet i energikostnadsanalysen.

3.2.3 Marine bunnsediment

Tilgjengelige data over marine bunnsedimenter (kornstørrelse) fra Norges geologiske undersøkelse (NGU) (supplert med bunnsedimenter (dannelse) i områder hvor informasjon om bunnsedimenter (kornstørrelse) ikke er tilgjengelig). Dette datasettet ble benyttet i energikostnadsanalysen.

3.2.4 Infrastruktur

Data knyttet til infrastruktur er hentet fra to datasett, hvor det første datasettet er hentet fra Søkeldirektoratets faktasider [7] og består av punktdata som representerer undersjøiske

installasjoner (for eksempel brønner og plattforminstallasjoner). Det andre datasettet er basert på kartdatalaget «Sjøkart-Maritim Infrastruktur» [8] og av linjedata (polylinjer) som representerer sjøkabler/rør. Dette datasettet ble benyttet ved vurdering av mulige turbinplasseringer.

3.2.5 Nettilknytningspunkter

Nettilknytningspunkter fra NVE / Statnett, som beskrevet i kapittel 5.2. Dette datasettet ble benyttet både til planlegging av den elektriske infrastrukturen og som inngangsdata i energikostnadsanalysen.

3.2.6 Landtilknytningspunkter

Landtilknytningspunktene ble valgt basert på en kartundersøkelse, hvor den nærmeste lokasjonen med havn ble definert for hvert av utredningsområdene. De utvalgte lokasjonene ble benyttet for kartlegging av avstand til land som ble benyttet i energikostnadsanalysen for beregning av tilgjengelighetstap knyttet adkomst ved uforutsette feil på turbinene. Et oversiktskart som viser rekkevidden fra disse lokasjoner er inkludert i Vedlegg B

3.2.7 Kostnadsdata

Utarbeidet av «UK Offshore Renewable Energy Catapult», som er Storbritannias ledende senter for teknologisk innovasjon og forskning innen havbasert fornybar energi. De har samlet et datasett for kostnader relatert til både bunnfast og flytende havvind (med beregningsår i hhv. 2019 og 2023). Dette datasettet ble benyttet i energikostnadsanalysen.

3.3 Energikart for produksjonspotensiale

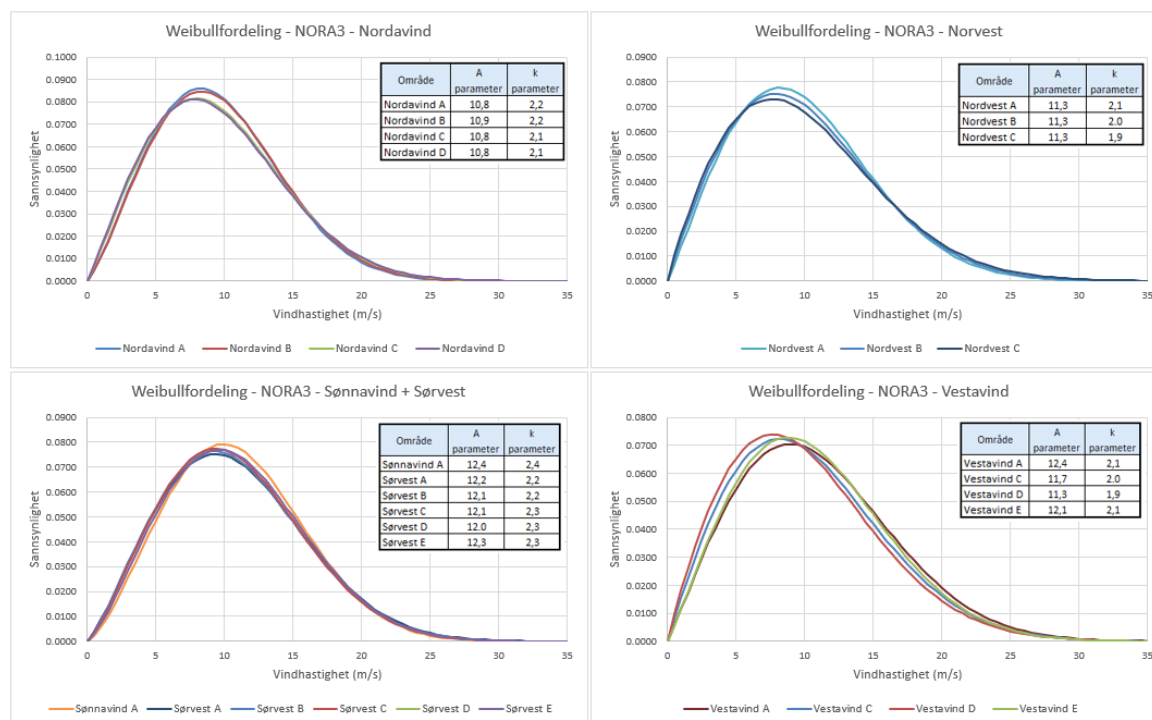
Et vindhastighetskart med oppløsning på 250 m for 100 m høyde ble benyttet for å kartlegge hastighetsgradienten i hvert område respektivt. Vindhastighetskartet viser geografisk fordeling av gjennomsnittlig vindhastighet i området, men for beregning av energipotensialet må man også ha kjennskap til variasjonene i vindhastighet. Vindens hastighetsfordeling kan tilpasses en Weibullfordeling, som er en statistisk fordeling som beskrives av to ulike parametere, k og A . k -parameteren kalles formparameteren og avgjør hvor spiss denne fordelingen er. Lav verdi gir en fordeling som er strukket ut over et bredt spekter av vindhastigheter, mens en høy verdi gir en fordeling som er mer sentrert rundt middels vindhastigheter. A -parameteren kalles skalaparameteren og angir hvor på hastighetsskalaen balansepunktet til fordelingen ligger.

For beregning av vindressursene i aktuell navhøyde på 165 m er dataene i valgt posisjon interpolert vertikalt basert på vinddata fra nærliggende modellhøyder (50, 100 og 250 m). Interpolasjonen er utført basert på en vindskjærmatrise beregnet med inndeling i 12 vindretningssektorer, 12 månedsintervaller og 12 timesintervaller (à 2 timer). Weibullfordeling av vindhastighetene i navhøyde fra de representative posisjonene innenfor hvert respektivt utredningsområde er presentert i Figur 3-1.

En faktor utledet i den representative posisjonen i hvert område for skalering av 100 m vindhastigheter til 165 m høyde ble brukt for å ekstrapolere Weibull-parameterne til samtlige gridpunkt i vindressurskartet. Forventet energipotensiale i hvert gridpunkt er videre beregnet ved bruk av effektkurven beskrevet i kapittel 5.1. Energikart for hvert område er presentert i kapittel 7.

Som figurene viser, varierer A -parameteren mellom 10.8 og 12.4, mens k -parameteren ligger mellom 1.9 og 2.4. Innenfor hvert av hovedområdene er det mindre forskjeller. Det er imidlertid viktig å påpeke at selv om områder har lik gjennomsnittlig vindhastighet vil en forskjell i k -parameteren kunne medføre store forskjeller i energipotensialet. Lav k -faktor innebærer flere lave og flere høye

vindhastigheter, som gir mindre energiutbytte enn vindhastigheter i midtsjiktet hvor turbinen i større grad produserer på maks effekt. En mer detaljert sammenligning av forventet vindfordeling for de ulike utredningsområdene er presentert i kapittel 8.1.



Figur 3-1: Weibullfordeling av NORA3 vindhastighetsdata for de 17 utredningsområdene.

3.4 Estimering av kostnader

3.4.1 Kostnadsdata og modell

Estimert energikostnad baseres på kostnadstall og -fordeling utarbeidet av «UK Offshore Renewable Energy Catapult» som er et initiativ for både bunnfast og flytende havvind [9] [10]. Dette initiativet gir en mer detaljert prisoppdeling av komponentene for referanseprosjektene, som beskrevet i Tabell 3-1.

Tabell 3-1: Antagelser for prosjektkostnader for flytende og bunnfast referanseprosjekt. Kilde: [9] [10].

Referanseprosjekter «UK Offshore Renewable Energy Catapult»		
Parameter	Flytende anlegg	Bunnfaste anlegg
Beregningsår	2023	2019
Dato for finansiell avgjørelse (FID)	2025	2019
Idriftsettelse	2028	2022
Installert effekt [MW]	450	1000
Turbineffekt [MW]	15	10
Vanndybde i planområde [m]	100	30
Avstand til land, tilkoblingspunkt og havn [km]	60	60
Fundamenttype, ankringstype	Delvis nedsenkbar, tre-punkts ankerliner med flukeanker	Ikke spesifisert
Fundamenttype omformerstasjon	Bunnfast «Fixed Jacket»	Ikke spesifisert

Merk at kostnadsnivåene for hvert referanseprosjekt representerer kostnadsnivåene i beregningsåret som angitt i tabellen ovenfor og er ikke justert for å ta hensyn til bransjeutvikling, råvarepriser eller

geopolitiske hendelser. De brede trendene og antakelsene anses som relevante for denne rapporten, men det bør utvises forsiktighet hvis kostnadene benyttes direkte til andre formål.

Følgende generelle antagelser ble brukt for prosjektkostnadsmodellene:

- Baseline-prosjektstørrelse som ble brukt for vurderingen og kostnadsberegningene, er 1500 MW, ved bruk av samme turbintype, turbinavstand og elektrisk infrastruktur.
- Prosjektkostnadene vil hovedsakelig differensieres etter både CAPEX og OPEX, med OPEX-påvirkningen av relevante tekniske parametere hovedsakelig adressert i årlige energiproduksjonstap (for eksempel høyere tilgjengelighetstap på grunn av lengre avstander eller høye bølger som begrenser tilgangen for vedlikehold).
- Prosjektlevetid er antatt 30 år. OPEX- og avviklingskostnader er diskontert med diskonteringsrente på 6%.

Kostnadene for hver prosjekttype (bunnfast og flytende) ble gruppert i følgende tre kategorier:

- Kostnader som vil være de samme for hvert prosjekt (antatt at transportkostnader for komponenter er de samme for alle områder i Norge)
- Kostnader som varierer basert på vanndybde
- Kostnader som varierer basert på avstand til land/tilkobling til strømmettet.

En generell gjennomgang av hvordan kostnadene vil kategoriseres og skaleres er presentert i Tabell 3-2.

Tabell 3-2: Utvalgte kostnadskomponenter for kartlegging av utredningsområdene.

Kategori og skalering	Kostnadskomponent
Investeringskostnad (K_{INV}) i MNOK/MW (antatt lik for alle prosjekttyper).	Prosjektutvikling og -styring
	Turbin
	Transformatorstasjon
Tilleggskostnad for transformatorstasjon ved HVAC-løsning for rutenettpunkter med avstand til landfall på mer enn 130 km (økte kostnader for reaktiv kompensering).	Internkabling
	Eksportkabling på land
	Forsikring og avsetninger for uforutsette kostnader
	Driftskostnader (OPEX)
Redusert kostnad for transformatorstasjon for rutenettpunkter nærmere enn 60 km til landfall (landbasert stasjon).	Avviklingskostnader (ABEX)
	Fundamenteringsutstyr
Dybdevarierende kostnad (K_D), angitt i NOK/MW/m.	Fundamentering, installasjon
Stegvis endring fra bunnfast til flytende. Tilleggskostnader for «mellomdybder» (50-70 m for bunnfast og 70-100 m for flytende) og utfordrende bunnforhold. Se kapitler 3.4.2 og 3.4.4 for mer detaljer.	
Distansevarierende kostnad (K_d), angitt i NOK/MW/km. Skaleres med avstand fra land med stegvis endring fra HVAC til HVDC.	Eksportkabling til havs
	HVAC/HVDC-grense

Den totale kostnaden for baseline-prosjektet for hvert punkt ble deretter beregnet ved hjelp av følgende ligning:

$$K_P = C_{TOT} * (K_{INV} + D * K_D + d_n * K_d)$$

hvor

K_P = Prosjektkostnad

C_{TOT} = Total installert kapasitet i MW

K_{INV} = Investeringskostnader i MNOK/MW (som er antatt lik for alle prosjekttyper)

K_D = Dybdevarierende kostnad i MNOK/MW/m

K_d = Distansevarierende kostnad i MNOK/MW/km

D = Havdybde i m

d_n = distanse til nett i km

Modellen viser at et «standard» flytende prosjekt vil ha en kostnadsfaktor som er 50 % høyere enn for et «standard» bunnfast prosjekt, i tråd med gjeldende bransjeforventninger. En mer detaljert beskrivelse av kostnadsmodellen er gitt i Vedlegg B.

Hvordan de tekniske parameterne ved hvert rutenettspunkt vil bli adressert i kostnadsmodellene beskrives i de neste underkapitlene.

3.4.2 Prosjekttpeklassifisering

Den primære projekttpeklassifiseringen for kostnadsmodellen er basert på havdybden. Som beskrevet i kapittel 4.1.1, antas prosjekter med havdybder ned mot 70 m egnet for bunnfaste vindturbiner. Kostnadsmodellen for bunnfaste prosjekter er basert på 30 m havdybde. Disse kostnadene er antatt representative for havdybder ned til 50 m, mens det vil være betydelig økte fundamentkostnader for områder med større havdybde. Tilsvarende forventes økte kostnader knyttet til fundament og anker for flytende prosjekter i områder med havdybde under 100 m grunnet kompleksiteten i forholdet mellom en høyere relativ bølgehøyde og vanndybde.

Basert på havdybden i hvert gridpunkt i rutenettet med 1x1 km oppløsning, vil projekttypen klassifiseres til en av følgende kategorier:

- «Bunnfast» for punkter med vanndybder på 50 meter eller mindre
- «Bunnfast-utfordrende» for punkter med vanndybder mellom 50 og 70 meter
- «Flytende-utfordrende» for punkter med vanndybder mellom 70 og 100 meter
- «Flytende» for punkter med vanndybder på 100 meter eller mer.

Ekstra CAPEX-kostnader for fundament eller anker vil legges til punktene som er klassifisert som «utfordrende».

3.4.3 Avstand til land for nettilknytning

Avstanden fra hvert rutenettspunkt til land og foreslått nettilknytningspunkt vil bli beregnet for hvert punkt i havvindområdet. Denne verdien vil bli lagt inn i kostnadsmodellen. Kostnadsmodellen inkluderer HVAC-eksportkabler for bunnfaste og flytende havvindprosjekter lokalisert nærmere enn 130 km fra nettilkoblingspunktet og for flytende havvindprosjekter med lengre avstand. Ved avstander på mer enn 130 km er det inkludert økte stasjonskostnader for å antyde økte kostnader for reaktiv kompensering. HVDC-eksportkabler er benyttet for bunnfaste havvindprosjekter med lengre avstand fra land enn 130 km (som beskrevet i kapittel 2.2). Det antas at CAPEX-kostnaden per km for HVDC-eksportkabler vil være lavere enn HVAC for avstander lengre enn 130 km. Avstander som overstiger 130 km vil få en redusert kostnad/distanse.

I kostnadsmodellen antas det at samtlige prosjekter vil ha en transformator-/omformerstasjon til havs, på en av øyene eller på land. Unntaket er prosjekter lokalisert nærmere nettilknytningspunktet enn 60 km hvor det legges opp til en direkte kobling til land uten transformator-/omformerstasjon til havs. Det vil være en transformatorstasjon for opptransformering til spenningsnivået i nettet der

tilknytningen er. Prosjektene lokalisert nærmere enn 60 km vil derfor ha reduserte CAPEX-kostnader (se Vedlegg B).

3.4.4 Havbunn og sedimentklassifisering

Det finnes flere ulike fundamenttyper for bunnfaste vindturbiner som egner seg for varierende bunnforhold og vanndybder. Stor variasjon i dybde- og grunnforhold kan gi store kostnadsforskjeller mellom de ulike fundamenttypene. Det er antatt at utbygger velger billigste fundamenttype for et gitt felt. Kostnadsmodellen som er benyttet for bunnfaste prosjekter er derfor ikke basert på en spesifikk teknologi. Kostnadene er avhengig av havbunnens hardhet, i tillegg til sedimentets sammensetning og volum. Dette er imidlertid vanskelig å estimere uten en detaljert analyse av det spesifikke området. For flytende havvindprosjekter kan offentlig tilgjengelige havbunnsdata brukes for å differensiere mellom hard og myk havbunn for vurdering av egnet ankertype. Datasettet inneholder imidlertid ikke tilstrekkelig informasjon om sedimentets sammensetning og volum for rangering av områder med hensyn på bunnfaste prosjekter. Denne vurderingen ble derfor ikke inkludert for områder hvor havdybdene var under 70 m.

For flytende havvind er det i kostnadsmodellen antatt flukeankere. Dette er den mest kostnadseffektive løsningen, men den setter krav til et mykt havbunnssediment. Hard havbunn eller sedimenter med steiner og blokker vil kreve mer kostbare ankersystemer. Hver type bunnsediment i datasettet er klassifisert som enten hardt eller mykt. Detaljer om hver sedimenttype er inkludert i Vedlegg B. Harde bunnsedimenter vil medføre økte ankerkostnader i beregning av CAPEX for flytende prosjekter.

3.4.5 Metocean forhold

Meteorologiske forhold (høy vind/ising) og bølgeforhold (signifikant bølgehøyde) er evaluert på utredningsområdenivå. Områder med utfordrende forhold kan begrense skipstrafikk og vil resultere i høyere tilgjengelighetstap (og lavere energiproduksjon) på grunn av redusert tilgang for vedlikehold. Se kapittel 5.4.2 for en detaljert beskrivelse av tilgjengelighetstap.

3.5 Energikostnad

Energikostnadsmodellen er bygd opp slik at den angir kostnad per produserte energienhet over levetiden til kraftverket og tar hensyn til utbyggingskostnader (CAPEX), drift- og vedlikeholdskostnader (OPEX), og avviklingskostnader, samt kraftproduksjonen gjennom vindkraftverkets levetid (antatt 30 år).

Energikostnaden ble kalkulert ved å dele prosjektets totalkostnad i hvert rutenettpunkt på den totale energiproduksjon på samme punkt. Ettersom en havvindpark normalt sett dekker store areal, var det nødvendig å forenkle på denne måten for å representere energikostnaden for hvert 1 km² område i rutenettet (kalt rutenettpunkt). Kostnads- og energiproduksjonskomponentene i modellen ble beregnet med følgende metode:

- Prosjektets totalkostnad ble beregnet med fremgangsmåten beskrevet i kapittel 3.4, og inkluderer kostnadsjusteringer for stedsspesifikke tekniske parametere (havdybde, avstand fra land/nettilknytning, og potensielle krevende tekniske forhold) i hvert punkt.
- Total energiproduksjon for hvert punkt ble gitt av energikartet (beskrevet i kapittel 3.3). Dette kartet representerer den årlige energiproduksjonen for én vindturbin i hver posisjon. Energiproduksjonen ble så redusert med tapsfaktorer beskrevet i kapittel 5.4, inkludert et standard vaketap på 6,5 %. For å representere produksjonen over hele prosjektets levetid, ble

den årlige verdien diskontert med en diskonteringsrente på 6 %. Dette er samme forutsetninger som ble brukt for å estimere drift- og avviklingskostnader.

Energikostnaden er basert på en forenklet kostnadsmodell for rangering av de ulike rutepunktene, og ikke for estimering av eksakt investeringskostnad. For å forhindre misforståelser, ble de beregnede verdiene normalisert til en indeks med verdier mellom 0 og 100 istedenfor å angi kroneverdier. De resulterende normaliserte verdiene representerer det forventede utfallsrommet for alle 2025- og 2040-områdene, der 0 er lavest forventet kostnad og 100 er høyest forventet kostnad.

4. Utforming av eksempelprosjekter

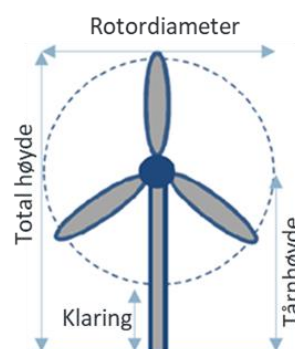
Eksempelprosjekter er utarbeidet for tre ulike kapasitetsscenarier (1500, 1000 og 500 MW) i hvert av utredningsområdene, hvor hvert prosjekt har definert en bestemt turbintype med fundamentering, forankring og tilhørende elektrisk infrastruktur. Eksempelprosjektene er plassert i henhold til de områdene som anses som mest gunstig basert på egnethet for havvind, som beskrevet i kapittel 3. Områdenes størrelse er valgt basert på ønsket kapasitet og en energitetthet på 3,5 MW/km². Eksisterende infrastruktur med en passende buffer er også hensyntatt ved valg av turbinplassering i tilfeller hvor denne ligger innenfor delområdene. Teknologi og metodikk som ligger til grunn for de videre beregningene er presentert i de påfølgende delkapitlene.

4.1 Vindturbin og layout

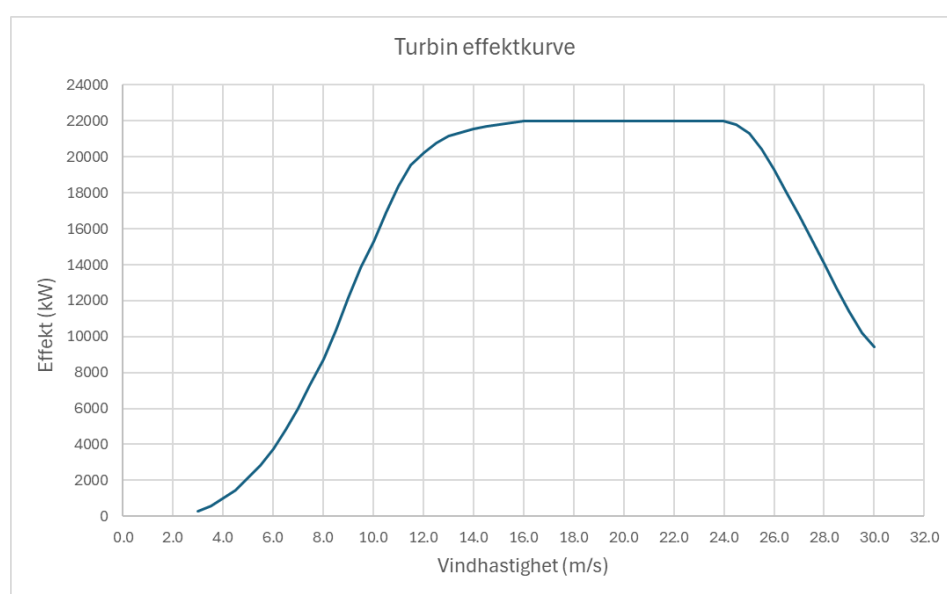
I denne fagutredningen er det i samråd med NVE lagt til grunn en 22 MW havvindturbin med dimensjoner som angitt i Tabell 4-1 og illustrert i Figur 4-1. Effektkurve for havvindturbinen er utarbeidet basert på data fra sammenlignbare eksisterende turbiner som er skalert basert på havvindturbinens dimensjoner med antakelser om spesifikk effekt [W/m²]. Resulterende effektkurve som er benyttet i denne fagutredningen er vist i Figur 4-2. Bakgrunnsdata er inkludert i Vedlegg A.

Tabell 4-1: Dimensjoner til anvendt vindturbin.

Vindturbindimensjoner	
Installert effekt	22 MW
Rotordiameter	286 m
Tårnhøyde	165 m
Total høyde	308 m
Klaring	22 m



Figur 4-1: Illustrasjon av vindturbinens dimensjoner.



Figur 4-2: Anvendt effektkurve for 22 MW turbin.

4.1.1 Fundamentering og forankring

I denne fagutredningen legges det til grunn bunnfaste fundamenter for havdybder til og med 70 m og flytende fundamenter for dypere havnivåer. Ved bunnfast havvind benyttes fundamentløsningen «monopel» og eventuelt «generisk jacket» for dybder større enn 45 m. Ved flytende havvind benyttes teknologien «generisk sparbøye».

Som basis for studien er det benyttet flukeankere (engelsk: «drag anchors»). Disse er valgt siden de passer til en variasjon av bunnforhold, og er rimelige i innkjøp og installasjon. Ankerliner er valgt som kombinert kjetting/wire. Kjettingen benyttes for å få tilstrekkelig vekt for å oppnå riktig bue på linene, samt at de bidrar til demping i systemet.

4.1.2 Optimering av turbinlayout

Programvaren WindPRO, versjon 4.0.531, er benyttet til å optimalisere plasseringen av vindturbinene. I denne optimaliseringsprosessen er minimumsavstander mellom turbinene hensyntatt basert på vindforholdene i området slik de kommer frem av vindrosen. Vanligvis velges en minimumsavstand på 7,5 ganger rotordiameter mellom turbinene langs den dominerende vindretningen, og 4,5 ganger rotordiameter langs mindre dominerende vindretninger. Lengre avstander mellom turbinene vil medføre lavere vaketap og økt produksjon på bekostning av lengre elektriske kabler og lengre reisetid for vedlikehold.

Basert på veiledning fra NVE bør layoutene for eksempelprosjektene fylle delområdene. Med valgt turbineffekt på 22 MW og en ønsket kapasitetstetthet på 3,5 MW/km² vil avstanden mellom turbinene bli større enn det som vanligvis bygges. Dette resulterer i lavere vaketap og lengre kraftkabler enn et typisk prosjekt med samme kapasitet. I kapittel 8.3 er det gjennomført en sensitivitetsanalyse som evaluerer effekten av endring i energitetthet.

I henhold til oppdragsbeskrivelsen er det utarbeidet eksempelprosjekter for tre ulike kapasitetsscenarier (500, 1000 og 1500 MW) for hvert av utredningsområdene. De tre eksempelprosjektene er utarbeidet med lik kapasitetstetthet, men med et skille på nødvendig areal som kreves for å oppnå ønsket kapasitet og kapasitetstetthet. Basert på valgt turbineffekt på 22 MW, er det ikke mulig å treffe eksakt på ønsket kapasitet, men det er for hvert av eksempelprosjektene valgt et antall turbiner som gir en kapasitet tettest mulig opp mot målet. Resulterende antall turbiner, total installert kapasitet, og arealet som kreves basert på 3,5 MW/km² er presentert i Tabell 4-2.

Tabell 4-2: Kapasitet, turbinantall og arealbruk for eksempelprosjekter.

Ønsket kapasitet for eksempelprosjekter [MW]	Antall turbiner	Total installert kapasitet [MW]	Areal nødvendig for å oppnå en kapasitetstetthet på 3,5 MW/ km ² [km ²]
500	23	506	142,9
1000	45	990	285,7
1500	68	1496	428,6

4.1.3 Internkabling

I denne fagutredningen legges det til grunn at det interne kabelnettet består av dynamiske kabler for å oppnå høyest pålitelighet for installasjonen ved å unngå overgang mellom forskjellige kabeltyper. Fagutredningen utføres for havvindturbiner med merkeeffekt 22 MW og det forventes at større

vindturbiner bygges med spenningsnivå 132 kV, og det kan gi betydelige kostnadsbesparelser sammenlignet med dagens spenningsnivå på 66 kV. Det forventes også at kablene mellom havvindturbinene bygges med samme spenningsnivå og at dynamiske kabler med spenningsnivå 132 kV er moden teknologi innen slutten av 2030-årene.

For hvert utredningsområde og alternative turbinplasseringer visualiseres elektrisk infrastruktur ved bruk av det webbaserte verktøyet Vind AI [11], hvor enkelte parametere er basert på kabeloppbygging utført i Cableizer [12]. Havvindområdene med tilhørende turbinplasseringer importeres fra WindPRO til Vind AI. Vind AI optimaliserer videre internkabellayout mellom havvindturbinene og transformator-/omformer-stasjonen ved å minimere kabellengdene.

Lengde på intern- og eksportkabling bestemmes basert på Vind AI sine beregningsantakelser. Internkabellengde for bunnfaste vindturbiner beregnes ved å måle horisontal avstand pluss vanndybden ved hvert endepunkt for hvert segment. For flytende vindturbiner benyttes en såkalt «lazy wave shape» til å estimere lengden ved endepunktene for hvert segment [13]. Eksempelprosjektene med plassering av havvindturbiner skal benytte hele delområdene noe som resulterer i lengre avstand mellom turbinene enn det som typisk bygges i et prosjekt med samme kapasitet og dermed også lengre internkabellengder.

4.2 Nettilknytning

4.2.1 Transformator- og omformerstasjoner

I denne fagutredningen er det valgt å benytte bunnfaste transformator-/omformerstasjoner for bunnfaste havvindanlegg ved dybder grunnere enn 70 m og flytende transformatorstasjoner (HVAC) for flytende havvindanlegg ved dypere havnivåer. For flytende havvindturbiner antas vekselstrømteknologi uavhengig av lengde til land. Dette er på grunn av antatt lav teknologimodenhet for dynamiske HVDC-kabler og flytende omformerstasjoner innen slutten av 2030-årene. Overføring med vekselstrømteknologi over lengre avstander gir et høyere behov for reaktiv kompensering på land, og eventuelt til havs, avhengig av blant annet sjøkabelen overføringskapasitet, spenningsforhold og krav fra netteier om begrenset utveksling av reaktiv effekt i utvekslingspunktet. Dette medfører at det ved lang avstand til land og dyp grunn blir benyttet HVAC-teknologi, til tross for utfordringer med tap og reaktiv effekt over lange avstander. Ved avstander på mer enn 130 km er det lagt til ekstra kostnader forbundet med reaktiv kompensering, potensielt plassert på stasjonen ved havvindområdet.

HVDC-overføring antas for bunnfaste installasjoner med avstander fra land på over 130 km.

4.2.2 Eksportkabling

I denne fagutredningen antas eksportkabling med vekselstrøm å benytte spenningsnivå på 132 eller 420 kV. Lavere spenningsnivå har høyere tap, men høyere spenning medfører med reaktiv effekt i kabelen. En overføringsspenning mellom disse nivåene ville krevd transformering både til havs og på land, og dermed krevd ekstra investeringer. Ved optimalisering og prosjektering kan det likevel være mer lønnsomt og/eller mer teknisk egnet å velge et annet spenningsnivå.

Ved HVDC-overføringer legges det til grunn statiske 320 kV eksportkabler for havvindområder (<1500 MW) som antas å ha radiell tilknytning. For havvindområder som er egnet for hybride tilknytninger med eventuell integrasjon i et masket nett antas 525 kV eksportkabler.

Eksportkabelen skisseres geografisk ved å velge korteste vei fra havvindanlegg eller transformator-/omformerstasjonen fra havområdet til nettilknytningspunkt på land. Merk at internkabling og eksportkabling ikke hensyntar eventuelle konflikter med miljø, skipsfart osv., ettersom dette ikke er

en del av denne fagutredningen. Internkablingen hensyntar heller ikke forankring og fortøyningslinjer for vindturbinene og transformator-/omformerstasjonen.

Eksportkabelutforming er basert på en overordnet vurdering av avstand fra land og kapasitet som skal overføres. Ved avstander inntil 60 km fra land legges det til grunn direkte kabling til land via 132 kV, med transformering til 420 kV på land.

Typisk vil en 132 kV kabelforbindelse med et tverrsnitt på 2000 mm² eller større overføre rundt 200 MW eller mindre over avstander opptil 160 km. Denne generelle forutsetningen er basert på en effektfaktor på 1, noe som er vanskelig å oppnå i HVAC-baserte løsninger over lange avstander. Ved å øke spenningen til for eksempel 420 kV kan det overføres mer kraft per kabelforbindelse, men det medfører også økt reaktiv effekt i kabelen.

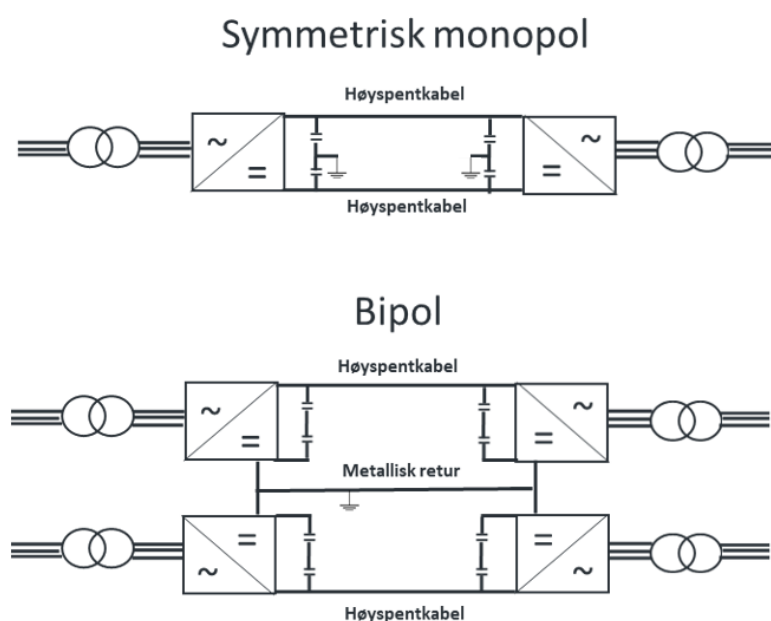
4.2.3 Kabeldimensjonering

For å redusere usikkerheten i utformingen av eksportkablene dimensjoneres de ved hjelp av programvaren Cableizer. Det er utført termisk dimensjonering for overføring av havvindproduksjonen over avstander opptil 100 km for HVAC-kabler og over 100 km for HVDC-kabler.

HVDC-systemer kan bygges som monopoler eller bipoler og med ulike spenningsnivåer. Valg av konfigurasjon påvirker størrelse, kostnader og bruksområder for nettilknytningen.

Et symmetrisk monopoler HVDC-system opererer med to ledere med motsatte spenninger ($\pm$), med en enkelt omformer i hver ende. Et bipolar HVDC-system består av to uavhengige poler, hver med sin egen omformer i hver ende, noe som muliggjør uavhengig drift av hver pol som illustrert i Figur 4-3. En bipol kan bygges med metallisk returkabel.

I denne utredningen antas 320 kV HVDC symmetrisk monopoler for radielle tilkoblinger og 525 kV HVDC bipoler for havvindområder som er egnet for hybride tilknytninger med eventuell integrasjon i et masket nett. Metallisk retur er inkludert for eksempelprosjektene med bipoler HVDC-tilknytning.



Figur 4-3: Illustrasjon av ulike konfigurasjoner for HVDC-kabler.

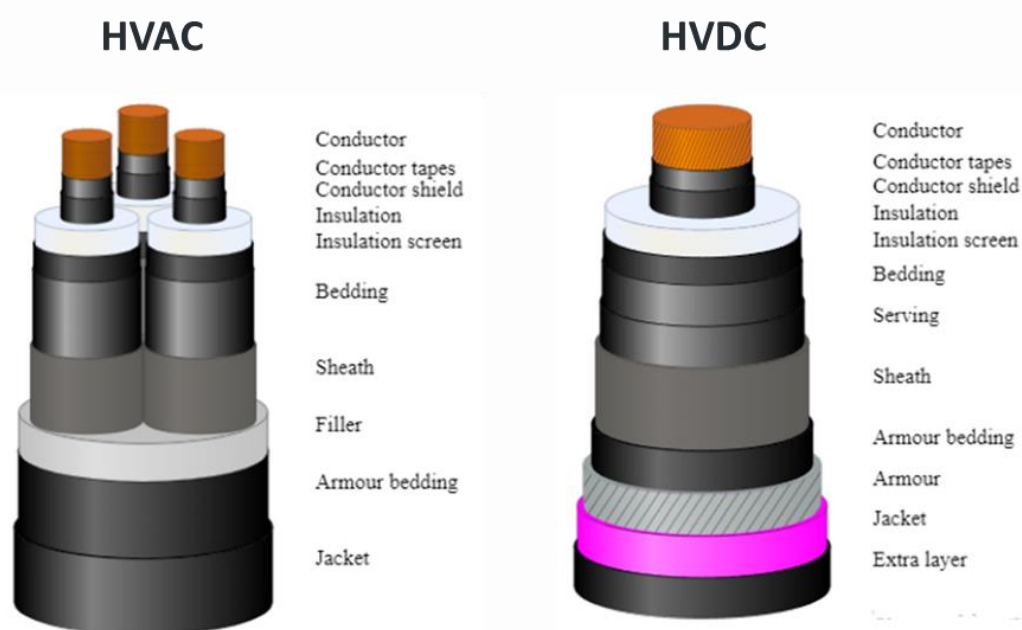
Ved 320 kV spenningsnivå vil HVDC-systemet sannsynligvis kreve to parallelle sett med kabler – ett satt på positiv pol (+320 kV) og ett sett på negativpolen (-320 kV) – for å oppfylle den totale overføringskapasiteten på 1500 MVA. Den maksimale vurderingen av den høyest rangerte singelen er lavere enn det totale transmisjons kapasitetskravet. Det kreves to parallelle kabler på hver pol for å oppfylle overføringskapasiteten på 1500 MVA. Dette betyr at systemet sannsynligvis vil bruke fire kabler totalt, der hver kabel har en maksimal overføringskapasitet på 750 MVA.

Omformerne i hver ende av kabelen forventes å ha kapasitet på 1500 MVA. De kabelsettene opererer med like, men motsatte, spenninger, typisk +/-320 kV.

Spenningsnivå 525 kV vurderes for hybridforbindelser med mulig integrering i et masket nett. I et bipolsystem bærer to ledere strøm med motsatte poler, noe som bidrar til å nulle ut magnetfeltene og redusere EMI. Denne konfigurasjonen gir også en høyere grad av redundans ettersom systemet kan fortsette å operere i monopolmodus hvis en leder svikter. Hver omformer har da en kapasitet på 750 MVA med en samlet kapasitet på 1500 MVA.

Cableizer-programvaren er basert på IEC 60287-1-standardserien for gjeldende klassifiseringer av armerte trelederkabler. Formlene som brukes til å beregne kabelklassifiseringer har imidlertid en tendens til å overvurdere kabeltap, spesielt kappe- og stålarmeringstap. Denne overestimeringen kan føre til at det velges et ledertverrsnitt i kabelen som er større enn nødvendig, noe som fører til mer materialbruk og høyere kostnader for både kabelen og installasjonen. For å ta hensyn til begrensningene i kabeltap er kablene modellert uten armering, men med økt tykkelse for ytterkappen og med et vannblokkerende bånd.

Valg av kabel er basert på erfaringer med lignende prosjekter og datablad fra sammenlignbare kabeltyper. HVAC-kabler er trelederkabler med kobberledere, XLPE-isolasjonsmateriale, blykappe og vannblokkerende bånd (se venstre del av Figur 4-4). HVDC-kabler er enlederkabler med blykappe og stålarmering (se høyre del av Figur 4-4).



Figur 4-4: Typisk modell for HVAC-kabel (venstre) og HVDC-kabel (høyre). Illustrasjonene er hentet fra Cableizer.

Kablene er dimensjonert for 132 kV og 420 kV for HVAC og 320 kV og 525 kV for HVDC for å bestemme deres termiske overføringskapasitet i et undervannsmiljø. Målet er å velge kabeldimensjonene som

passer best for den nødvendige overføringskapasiteten. Kablene antas å ligge direkte nedgravd i havbunnen, og konservative grunnforhold er antatt (se Tabell 4-3). Resulterende overføringskapasitet for HVAC og HVDC er gjengitt i henholdsvis Tabell 4-4 og Tabell 4-5.

Tabell 4-3: Antagelser for grunnforhold på havbunnen som er benyttet i termisk dimensjonering av høyspentkablene i Cableizer.

Grunnforhold	Verdi	Enhet
Begravelsesdybde (målt fra sjøbunnen til toppen av kabelen)	1,5	m
Termisk resistivitet av jord	1,0	Km/W
Jordtemperatur	20	°C
Vanntemperatur	15	°C
Dybde under vann	100	m

Tabell 4-4: HVAC-kabeldimensjonene og deres maksimale termiske overføringskapasitet.

Kabel Type	Driftsspenning [kV]	Maks. strøm @ 90 °C [A]	Maks. effekt [MVA]
3 x 2000 mm ²	132	950	196
3 x 2500 mm ²	132	1003	206
3 x 1200 mm ²	420	784	513
3 x 1600 mm ²	420	859	562

Tabell 4-5: HVDC-kabeldimensjonene og deres maksimale termiske overføringskapasitet.

Kabel Type	Driftsspenning [kV]	Maks. strøm @ 70 °C [A]	Maks. effekt [MVA]
1 x 2000 mm ²	320	1764	564
1 x 2500 mm ²	320	1982	634
1 x 2500 mm ²	525	1965	1032
1 x 3000 mm ²	525	2171	1140

4.3 Simulering av kraftproduksjon

4.3.1 Metodikk og grunnlagsdata

Vindressurskart for hvert delområde er utarbeidet basert på NORA3 mesoskala-tidsserier for et utvalg representative punkt og passende skaleringsmodeller. Forventet kraftproduksjon er videre beregnet ved bruk av PARK-modulen i programvaren WindPRO, basert på de genererte vindressurskartene, effektkurve for anvendt turbin type og vaketapsberegninger ved bruk av TurbOPark-modellen. Vaketapsmodellen TurbOPark er utviklet av Ørsted R&D. Denne modellen er basert på Park-modellen (standard vaketapsmodell), men er videreutviklet med en ikke-lineær ekspansjon av vaken og en transvers normalfordelt vaketapsprofil [14].

Som beskrevet i kapittel 3.2.1 inneholder NORA3-datasettet tidsserier for vindhastighet og vindretning for ulike høyder over bakkenivå. For beregning av vindressursene i aktuell navhøyde på 165 m er dataene interpolert vertikalt. Basert på vinddata fra nærliggende høyder (50, 100 og 250 m) er en vindskjærmatrix beregnet med inndeling i 12 vindretningssektorer, 12 måneder (sesong) og 12 timesintervaller (à 2 timer). Basert på denne vindskjærmatrixen er vindhastigheten beregnet for den valgte navhøyden. Beregnet kraftproduksjon er presentert ved både brutto og netto årlig kraftproduksjon (P50) i MWh.

4.3.2 Produksjonstapfaktorer

Det er flere faktorer som vil kunne bidra til redusert kraftproduksjon fra vindturbinene. Forventede produksjonstap for vindturbiner deles vanligvis inn i seks hovedgrupper:

- Tap knyttet til interaksjon mellom turbiner (vaketap)
- Tilgjengelighetstap
- Elektriske tap
- Tap knyttet til turbinytelse
- Miljømessige tap
- Tap knyttet til driftsrestriksjoner

En detaljert beskrivelse av produksjonstapene som inngår i de ulike kategoriene, samt estimerte verdier for hvert utredningsområde, er beskrevet i kapittel 5.4.

5. Tekniske parametere og antagelser for utredningsområdene

Alle de grunnleggende tekniske parameterne for utredningsområdene (dybde, energi, avstand, osv.) ble vurdert i henhold til metodikken i kapittel 4. For å kunne kombinere disse tekniske parameterne til et energikostnadskart, må det gjøres enkelte antakelser. Disse beskrives i de påfølgende delkapitlene.

5.1 Avstand til infrastruktur og utredningsområdegrense

For å unngå konflikt med allerede eksisterende infrastruktur og for å sikre at all ny infrastruktur holdes innenfor utredningsområdene, ble det benyttet buffersoner til plangrensene ved utforming av eksempelprosjektene.

Ved optimering av turbinplasseringene ble det benyttet en 500 m bufferavstand til eksisterende infrastruktur, uavhengig av valg om flytende eller bunnfast substruktur. Infrastruktur markert med status («sjøstatus») «ikke i bruk» og kabler med status som «planlagt» ble ikke hensyntatt.

De foreslåtte områdene for eksempelprosjektene vil også overholde kravene til å holde intern infrastruktur innenfor de avgrensede områdene (turbinrotorblader må forbli innenfor eksempelprosjektgrensene, mens all infrastruktur (slik som anker) må forbli innenfor grensene til utredningsområdene). Bunnfaste prosjekter vil ha en bufferavstand lik en rotorbladlengde (143 m) basert på en antagelse om at det ikke kreves ytterligere infrastruktur utenfor denne avstanden.

For flytende prosjekter der turbinposisjonene driver avhengig av hvilke anker som brukes, avhenger bufferavstandene som trengs for å sikre at disse grensekravene overholdes, av vanndybden. Forventet bevegelse for turbiner er 0,35 ganget med vanndybde, mens ankerets posisjoner forventes å være opptil 3 ganger vanndybde fra turbinposisjonen. Med tanke på disse to faktorene ble det plassert en buffer relatert til vanndybde ved grensene til utredningsområdene for hvert flytende prosjekt for å sikre at de foreslåtte grensene til eksempelprosjektområdene ikke inkluderer ikke-brukbart område. Benyttede bufferavstander for hvert av utredningsområdene med flytende prosjekter er presentert i Tabell 5-1.

Tabell 5-1: Bufferavstander benyttet for flytende vindturbiner for aktuelle utredningsområder

Utredningsområde	Gjennomsnittlig vanndybde (VD) [m]	Forventet ankerdistanse fra turbin (3 x VD) [m]	Turbin drivdistanse (0.35 x VD) [m]	Bufferavstand – turbin til eksempelprosjektgrense (Drivdistanse + rotorradien) [m]	Bufferavstand til utredningsområdegrense, avrundet (Ankerdistanse – drivdistanse + rotorradien) [m]
Nordavind A	260	780	91	234	545
Nordavind B	320	960	112	255	705
Nordavind C	280	840	98	241	600
Nordavind D	240	720	84	227	495
Nordvest A	310	930	109	252	680
Nordvest B	275	825	97	240	585
Nordvest C	265	795	93	236	560
Sønnavind A	175	525	62	205	320
Vestavind A	290	870	102	245	625
Vestavind C	300	900	105	248	650
Vestavind D	300	900	105	248	650
Vestavind E	270	810	95	238	570

5.2 Nettilknytningsteknologi

Teknologien som er best egnet for å tilknytte et havvindområde til kraftsystemet, avhenger av flere faktorer. De viktigste er havdybden for turbinene og mengde effekt som produseres.

Forutsetninger og antagelser som ligger til grunn for vurderingen av nettilknytningsteknologi er:

- Flytende havvind er vurdert for 500 og 1000 MW, og kun med vekselstrøm (på grunn av lav teknologimodenhet for dynamiske HVDC-kabler og flytende omformerstasjoner)
- Bunnfast havvind er vurdert for 1000 og 1500 MW
- Bunnfaste transformator- og omformerstasjoner for havdybder inntil 70 m
- 132 kV vekselstrøm for avstander inntil 60 km, uten transformering til høyere spenningsnivå til havs.
- Overføring med vekselstrømteknologi over lengre avstander gir et høyere behov for reaktiv kompensering på land, og eventuelt til havs, avhengig av blant annet krav fra netteier til utveksling av reaktiv effekt i utvekslingspunktet og faktisk lengde. Det forventes behov for reaktiv kompensering på land for områdene med 420 kV-overføring og potensielt til havs for de lengste avstandene.
- Ved HVDC-overføringer legges det til grunn statiske 525 kV eksportkabler fordi havvindområdene er egnet for hybride tilknytninger med eventuell integrasjon i et masket nett. Omformerne i hver ende av kabelen forventes å ha kapasitet på 1500 MVA. Det legges til grunn bruk av dynamiske kabler mellom havvindturbinene for å oppnå høyest pålitelighet for installasjonen ved å unngå overgang mellom forskjellige kabeltyper.

Lastflytanalyser i PSS®E [15] og Cableizer angir at:

- 500 MW kan overføres via tre kabler for 132 kV, og én kabel ved 420 kV overføring.
- 1000 MW kan overføres ved to 420 kV kabler, fire 320 kV HVDC kabler eller tre 525 kV HVDC kabler. Metallisk retur (en ledning) er inkludert i antallet kabler for 525 kV HVDC overføring.
- 1500 MW kan overføres ved tre 420 kV kabler, fire 320 kV HVDC kabler eller tre 525 kV HVDC kabler. Metallisk retur (en ledning) er inkludert i antallet kabler for 525 kV HVDC overføring.

Nettilknytningsteknologi per område er angitt basert på resultater fra forenklete simuleringer i PSS®E og Cableizer som beskrevet i kapittel 4.3. Valgt nettilknytningsteknologi per utredningsområde er vist i Tabell 5-2.

Tabell 5-2: Nettilknytningsteknologi per utlysningsområde. Der hvor flere punkter var aktuelle, er valgt punkt for eksempelprosjektene angitt med fet skrift, mens alternative punkter for energikostnadskartet er vist med kursiv.

Havvindområde	Type anlegg	Tilknytningspunkt	Nettilknytningsteknologi for havvindproduksjon		
			500 MW	1000 MW	1500 MW
Nordavind A	Flytende	Seidafjellet	420 kV	420 kV	
Nordavind B	Flytende	Lebesby	420 kV	420 kV	
Nordavind C	Flytende	Hyggevatn	420 kV	420 kV	
Nordavind D	Flytende	Vinnelys	420 kV	420 kV	

Nordvest A	Flytende	Marka <i>Rana</i> <i>Nedre Røssåga</i>	420 kV	420 kV	
Nordvest B	Flytende	Hofstad <i>Fræna</i> <i>Åffjord</i> <i>Snilldal</i>	420 kV	420 kV	
Nordvest C	Flytende	Fræna	132 kV	420 kV	
Sønnavind A	Flytende	Stemmen	420 kV	420 kV	
Sørvest A	Bunnfast, flytende	Fagrafjell		525 kV HVDC	525 kV HVDC
Sørvest B	Bunnfast	Fagrafjell		525 kV HVDC	525 kV HVDC
Sørvest C	Bunnfast	Fagrafjell		525 kV HVDC	525 kV HVDC
Sørvest D	Bunnfast	Stemmen		525 kV HVDC	525 kV HVDC
Sørvest E	Bunnfast, flytende	Fagrafjell		525 kV HVDC	525 kV HVDC
Vestavind A	Flytende	Grov <i>Ålfoten</i>	420 kV	420 kV	
Vestavind C	Flytende	Nye Øygarden	132 kV	420 kV	
Vestavind D	Flytende	Nye Øygarden	132 kV	420 kV	
Vestavind E	Flytende	Spanne <i>Stord</i> <i>Gismarvik</i>	420 kV	420 kV	

5.3 Ankerliner

Som beskrevet i kapittel 2.1.1, er det benyttet flukeankere (engelsk: «drag anchors») som basis for studien. Avstanden fra fundament til anker er satt til tre ganger dybden på stedet. Ankerlinene må tilpasses for hver enkelt lokasjon, med hensyn til vanndybde, værbelastning på systemet og strømning i området.

Basert på gjennomsnittlig vanndybde for hvert av utredningsområdene er gjennomsnittlig lengde på ankerlinene per turbin beregnet og presentert i Tabell 5-3.

Tabell 5-3: Lengder på ankerliner.

Delområde	Gjennomsnittlig vanndyp [m]	Gjennomsnittlig lengde per turbin [m]	Delområde	Gjennomsnittlig vanndyp [m]	Gjennomsnittlig lengde per turbin [m]
Nordavind A	234	3 x 819	Sørvest B	65	Bunnfast
Nordavind B	311	3 x 1089	Sørvest C	63	Bunnfast
Nordavind C	277	3 x 970	Sørvest D	66	Bunnfast
Nordavind D	216	3 x 756	Sørvest E	74	Bunnfast
Nordvest A	229	3 x 802	Vestavind A	244	3 x 854
Nordvest B	228	3 x 798	Vestavind C	296	3 x 1036

Nordvest C	253	3 x 886	Vestavind D	294	3 x 1029
Sønnavind A	133	3 x 466	Vestavind E	273	3 x 956
Sørvest A	70	Bunnfast			

5.4 Beregnede produksjonstapsfaktorer

Produksjonstapene som ble introdusert i kapittel 4.3.2, er beskrevet mer detaljert i de påfølgende delkapitlene, sammen med estimerte og antatte tap for hvert utredningsområde.

5.4.1 Tap knyttet til interaksjon mellom turbiner

I bakkant av hver vindturbin vil det dannes turbulente virvler som medfører redusert vindhastighet og produksjon for nærliggende turbiner. Hvor langt nedstrøms vindfeltet vil påvirkes avhenger av variasjon i overflate, underlagets ruhet og resulterende turbulensnivå. Høyere overflatevariasjon og turbulensnivå gir en økt blanding av vindfeltet (både for uforstyrrede og forstyrrede luftmasser) og fører til en raskere gjenoppretting av vindfeltet. Over havet er det i hovedsak lav temperaturgradient og dermed lite vertikale strømninger. Med lav ruhet og lite interaksjon mellom vinden og havets overflate, fører dette til et generelt lavere turbulensnivå enn over land. Vaken bak hver turbin vil derfor typisk strekke seg langt på havet og vindturbinene plasseres derfor med større intern avstand enn på land. Tapene knyttet til dette omtales som vaketap og tapene i denne kategorien inkluderer både vaketap mellom turbiner innad i et vindkraftanlegg, eksterne vaketap som skyldes påvirkning fra vindturbiner i nærliggende eksisterende vindkraftanlegg og eventuelle fremtidige vaketap fra planlagte vindkraftanlegg.

Vaketapene er beregnet med TurbOPark-modellen i windPRO, og det er for hvert av områdene beregnet både interne og eksterne vaketap for samtlige delområder. I tillegg til påvirkning av vindfeltet nedstrøms fra hver turbin, vil også vindfeltet bremses noe opp oppstrøms for turbinene og medføre redusert produksjon. Dette tapet kalles blokkeringstap og er inkludert i beregningene ved bruk av modellen «Self-similar Forsting model (2017)» i windPRO.

5.4.2 Tilgjengelighetstap

Turbinenes tilgjengelighet er et mål på hvor stor andel av teoretisk produksjon som vil være tilgjengelig, hensyntatt både nedetid knyttet til planlagt vedlikehold og nedetid knyttet til uforutsette feil på turbinen og reparasjonstid for dette. Denne er i beregningene satt som en standardverdi over turbinenes levetid, uavhengig av område, men med et skille mellom bunnfaste og flytende turbiner, hvor det antas en noe større hyppighet av feil på flytende turbiner. Turbintilgjengeligheten vil være avhengig av strategien for drift og vedlikehold og den tekniske kvaliteten på turbinene som velges.

Hvor lang tid det tar før uforutsette feil på turbinene vil kunne repareres er avhengig av tilgjengelighet på servicebåt og mannskap og avstand fra havn, samt hvorvidt vind- og bølgeforholdene ligger til rette for at båtene vil være operative og at de kan legge til ved turbinene. For å ta høyde for dette er det for hvert av områdene inkludert et tap knyttet til adkomsttilgjengelighet, som er avhengig av bølgeforholdene i de ulike områdene, samt valg av fremkomstmiddel, forventet mobiliseringstid og reisetid.

Det er for samtlige områder lagt til grunn bruk av en SOV (engelsk: «Service Operation Vessel») servicebåt. Det er antatt at dette fartøyet deler av året vil være stasjonert med mannskap ved en base i anlegget, men at den i de fleste tilfeller (80%) må ta ut fra nærmeste havn ved feil på turbinene.

Antagelser angående fartøyets begrensninger i forhold til signifikant bølgehøyde, mobiliseringstid for personell ved feil på turbinene, og fartøyets hastighet er presentert i Tabell 5-4. I tillegg er det antatt at et værvindu med signifikant bølgehøyde under dette nivået i 12 etterfølgende timer kreves for at en reparasjon av turbinene vil kunne gjennomføres.

Gjennomsnittlig antall timer til nærmeste 12-timers værvindu (gjennomsnittlig ventetid), i hver måned, er beregnet basert på representativ NORA3 mesoskala tidsserie for hvert område, og er vektet med månedsvise produksjonsfordeling for det aktuelle området for å oppnå et produksjonsbasert tilgjengelighetsanslag. Beregnede grunnlagsdata for adkomsttilgjengelighetstap i hvert utredningsområde er presentert i Tabell 5-5.

Tabell 5-4: Fellesantagelser som ligger til grunn for beregning av adkomsttilgjengelighetstap.

Hastighet for SOV [km/t]	Grenseverdi signifikant bølgehøyde [m]	Avstand fra base til havs [km]	Mobiliseringstid [timer] ($T_{\text{mobilisering}}$)
20	2,5	20	1

Tabell 5-5: Beregnede tidsverdier som ligger til grunn for beregning av adkomsttilgjengelighetstap.

Delområde	Antall ikke-planlagte service-oppdrag per år ($N_{\text{ikke-planlagte besøk}}$)	Avstand fra land [km]	Gjennomsnittlig ventetid [timer] (T_{vente})	Gjennomsnittlig reisetid [timer] (T_{reise})
Nordavind A	6	101	11,9	4,2
Nordavind B	6	90	25,1	3,8
Nordavind C	6	179	30,2	7,4
Nordavind D	6	193	32,6	7,9
Nordvest A	6	140	52,2	5,8
Nordvest B	6	155	65,4	6,4
Nordvest C	6	88	60,7	3,7
Sønnavind A	6	66	9,8	2,8
Sørvest A	4	158	26,8	6,5
Sørvest B	4	201	51,5	8,3
Sørvest C	4	200	17,0	8,2
Sørvest D	4	249	15,6	10,1
Sørvest E	4	128	21,3	5,3
Vestavind A	6	70	71,3	3,0
Vestavind C	6	71	36,5	3,0
Vestavind D	6	37	29,1	1,7
Vestavind E	6	85	34,3	3,6

Basert på disse verdiene er tid for adkomst ved uforutsette feil på turbinen beregnet ved hjelp av følgende formel:

$$T_{\text{Adkomst}} = T_{\text{Vente}} + T_{\text{Mobilisering}} + T_{\text{Reise}}$$

Tilgjengelighetstap knyttet til adkomst, $T_{\text{tilgjengelighetstap adkomst}}$, er videre beregnet med følgende formel:

$$Tilgjengelighetstap_{Adkomst} = 1 - \frac{T_{\text{År}} - T_{Adkomst} \times N_{Ikke-planlagte\ besøk}}{T_{\text{År}}}$$

hvor $T_{\text{År}}$ er totalt antall timer per år og $N_{Ikke-planlagte\ besøk}$ er antall ikke-planlagte besøk per år som skyldes feil på turbinene. Det er i beregningene antatt henholdsvis seks og fire slike besøk per år for flytende og bunnfaste turbiner. Mulig turbininntauing til havn ved feil på hovedkomponenter er ikke inkludert i beregningene. Beregnede verdier for adkomsttilgjengelighetstap er presentert i Tabell 5-6.

Tabell 5-6: Beregnede tilgjengelighetstap knyttet til adkomst.

Delområde	Beregnede tilgjengelighetstap knyttet til adkomst [%]	Delområde	Beregnede tilgjengelighetstap knyttet til adkomst [%]
Nordavind A	1,1	Sørvest A	1,5
Nordavind B	2,0	Sørvest B	2,7
Nordavind C	2,6	Sørvest C	1,2
Nordavind D	2,8	Sørvest D	1,2
Nordvest A	4,0	Sørvest E	1,2
Nordvest B	4,9	Vestavind A	5,1
Nordvest C	4,4	Vestavind C	2,7
Sønnavind A	0,9	Vestavind D	2,1
		Vestavind E	2,6

Som Tabell 5-5 viser, er gjennomsnittlig ventetid på neste 12-timers værvindu lengst i delområde Vestavind A. Dette skyldes generelt høyere bølgehøyder i dette området. Gjennomsnittlig reisetid er derimot høyest for Sørvest D grunnet lengre avstand fra land. Til tross for noe lengre reisetid for Sørvest D blir beregnet tilgjengelighetstap langt høyere for Vestavind A, grunnet betydelig høyere ventetid. Med et lavere antatt antall ikke-planlagte service-oppdrag for de bunnfaste turbinene på Sørvest D i tillegg, blir det relativt stor forskjell i adkomsttilgjengelighet for Vestavind A og Sørvest D. Lavest tilgjengelighetstap beregnes imidlertid for Sønnavind A, grunnet relativt lave bølgehøyder og kort reisetid.

Det er i tillegg inkludert et standard tilgjengelighetstap på 0,5 % for nett og 0,5 % for annen infrastruktur for hvert av prosjektene. Dette vil kunne variere med hvilket tilknytningspunkt som benyttes for hvert område, men generelt er oppetiden høy i regional- og transmisjonsnettet i Norge.

5.4.3 Elektriske tap

De elektriske tapene inkluderer produksjonen tapt fra turbinen til innmatingspunktet til kraftnettet på land. Dette inkluderer ikke elektriske tap i turbinen, da disse normalt inngår i effektkurven. De elektriske tapene inkluderer derfor tap i internkabling, eksportkabling og transformering/omforming. For de veldig lange HVAC-strekningene legges det til tap forbundet med reaktiv kompensering. Nedenfor følger beskrivelser av underlagsdata og metode for beregning av de elektriske tapene, mens Tabell 5-7 viser beregnede tap for hvert område.

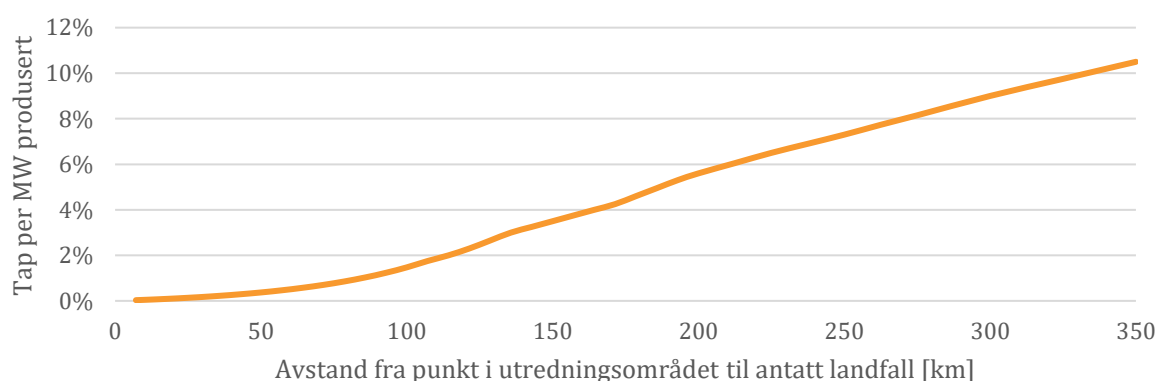
Internkabling mellom turbinene

Basert på beregninger utført av VindAI, ble de elektriske tapene i internkablene estimert til å utgjøre ca. 0,5 % av den produserte effekten.

HVAC-systemer: eksportkabel og transformatorer

For HVAC-kablene er de elektriske tapene estimert basert på en forenklet modell av en HVAC-kabel fra Cableizer [12] og beregninger utført i programvaren PSS®E [15]. Simuleringene i PSS®E er utført for ulike kabeldimensjoner ved spenningsnivåer på 132 kV og 420 kV, og kabellengder på 100 km. For lengre avstander blir tapene raskt store uten reaktiv kompensering mellom havvindområdet og tilknytningspunktet på land, slik at simulering er utfordrende. Det er derfor estimert en sammenheng mellom avstand og tap, slik at tap for lengre avstander kan estimeres. For slike avstander vil det ikke være realistisk å overføre med HVAC uten å prosjektere reaktiv kompensering for hvert tilfelle.

For avstander på mer enn 130 km hvor HVAC må benyttes, er det medtatt økte investeringskostnader for reaktiv kompensering. Elektriske tap har en eksponentiell økning uten kompensering, men kompensering er inkludert i den estimerte tapsprofilen som ble benyttet for lange HVAC-eksportkabler (se Figur 5-1). Det er viktig å være oppmerksom på at dersom områdene hadde vært egnet for bunnfaste elementer, ville HVDC vært valgt som teknologi. Dersom flytende HVDC-teknologi modnes nok, vil det kunne være et bedre alternativ enn det som er benyttet i denne fagutredningen.



Figur 5-1: Akkumulerte elektriske tap som følge av avstand til landfall, gitt som % av MW produsert.

Transformertap er estimert for autotransformatorer med regulering i viklinger på nøytralpunktet, noe som muliggjør spenningsjustering under belastningsforhold. For en 500 MVA transformator er lasttapet (kobbertapet) antatt 1,1 MW per fase for transformering 132/420 kV, mens tapet uten belastning er beregnet til 90 kW per enkeltfase. Dette tilsvarer omtrent 3,6 MW tap per 500 MVA transformator, og det er derfor benyttet 0,7 % elektrisk tap per MW produsert.

HVDC-systemer: eksportkabel, transformatorer og omformere

For HVDC-kabler er tapsberegningene basert på resultatene i beregningsrapporten for termisk kapasitet generert i programvaren Cableizer. Disse angir en tapseffekt på ca. 46 kW/km for 1500 MW (for 525 kV, 3000mm²), som tilsvarer 0,003 % elektrisk tap per MW produsert per km. Denne tapsfaktoren er deretter multiplisert med den antatte lengden fram til tilknytningspunktet på land.

For elektriske tap i omformerstasjoner er det antatt et tap på 0,6 % per produserte MW. For å benytte HVDC-stasjonene, er det antatt at kraften først må transformeres fra 132 kV til enten 320 kV eller 525 kV. Etter konvertering fra DC til AC igjen, vil spenningen måtte transformeres til 420 kV for tilknytning til sentralnettet. For disse estimeres henholdsvis 1,1 og 0,7 MW per fase for kobbertapet,

og 90 kW per enkeltfase for tomgangstapet. Dette tilsvarer 11,9 MW for 1500 MW utbygging, tilsvarende 1,2 % elektrisk tap per produserte MW.

Tap i ledninger på land

For enkelte prosjekter er det nødvendig med en ikke-ubetydelig strekning med luftledning eller jordkabel fram til tilknytningspunktet. I denne fagutredningen er det antatt luftledning på 420 kV fra landfall og fram til tilknytningspunkt for å estimere forventede tap fra denne strekningen. Tapene er beregnet basert på 2 stk Feral 481 'Parrot' i parallell for å overføre 1000 MW. Dette medfører et tap på 0,11 MW/km. Avstand er målt i rett linje fra antatt landfall til tilknytningspunkt uten hensyn til andre faktorer.

Oversikt over elektriske tap i systemet

Tabell 5-7: Elektriske tap per utlysningsområde, basert på nettilknytningsteknologi angitt i Tabell 5-2. Merk at kolonnen «Totalt» ikke vil være identisk med summen av tapene for alle områdene, dette skyldes desimalavrunding i tabellvisningen i rapporten. Flere desimaler er benyttet for energikostnadskartet.

OMRÅDE OG TILKNYTNING		AVSTAND [km]		ELEKTRISKE TAP [%]		
Havvindområde	Tilknytningspunkt	Vindpark → landfall	Landfall → tilknytningspunkt	Eksportkabler	System & ledning på land	Totalt
Nordavind A	Seidafjellet	90	85	1,2 %	2,1 %	3,4 %
Nordavind B	Lebesby	165	5	4,3 %	1,3 %	5,5 %
Nordavind C	Hyggevatn	175	10	4,6 %	1,3 %	5,9 %
Nordavind D	Vinnelys	160	35	4,0 %	1,6 %	5,6 %
Nordvest A	Marka	130	30	3,0 %	1,5 %	4,5 %
Nordvest B	Hofstad	135	10	3,0 %	1,3 %	4,3 %
Nordvest C	Fræna	60	5	0,6 %	1,3 %	1,8 %
Sønnavind A	Stemmen	85	25	1,0 %	1,5 %	2,5 %
Sørvest A	Fagrafjell	155	15	0,5 %	2,7 %	3,1 %
Sørvest B	Fagrafjell	175	15	0,5 %	2,7 %	3,2 %
Sørvest C	Fagrafjell	175	15	0,5 %	2,7 %	3,2 %
Sørvest D	Stemmen	260	35	0,8 %	2,9 %	3,7 %
Sørvest E	Fagrafjell	150	15	0,5 %	2,7 %	3,1 %
Vestavind A	Grov	110	0	2,0 %	1,2 %	3,2 %
Vestavind C	Nye Øygarden	50	0	0,4 %	1,2 %	1,6 %
Vestavind D	Nye Øygarden	25	0	0,2 %	1,2 %	1,4 %
Vestavind E	Spanne	85	5	1,0 %	1,3 %	2,3 %

5.4.4 Tap knyttet til vindturbinytelse

Beregning av forventet kraftproduksjon fra vindturbinene er normalt basert på en effektkurve fra turbinleverandør. Dersom en teoretisk effektkurve benyttes kan det være grunn til å forvente at denne ikke nøyaktig representerer effektkurven som vil oppnås med vindturbinen under en IEC-effektkurve-

test på en standard testlokasjon i enkelt terreng. I slike tilfeller må det gjøres en generisk effektkurvejustering. Med utgangspunkt i en generisk effektkurve for dette prosjektet, er det antatt en generisk effektkurvejustering på 1,5% for flytende turbiner og 1 % for bunnfaste turbiner.

En garantert effektkurve er kun gyldig for et gitt sett med forhold, ofte kalt «indre rekkevidde», og turbinen vil ikke nødvendigvis yte like godt når den utsettes for stedsspesifikke forhold, med turbulens, atmosfærisk stabilitet, vindskjær eller strømningsvinkel som avviker fra dette. For å ta høyde for dette er en stedsspesifikk effektkurvejustering på 1 % inkludert for samtlige prosjekter.

Ytelsestapene beskrevet over, er knyttet til salgseffektkurven fra turbinleverandøren. Denne forutsetter at turbinkontrollene er optimalt konfigurert og vedlikeholdt. Problemer med programvare og instrumentering kan imidlertid bidra til at vindturbinene opererer på en ikke-optimal måte og ikke når sin tiltenkte effektkurve. For å ta høyde for dette er det inkludert et ytelsestap på 0,5 % for samtlige prosjekter.

Produksjonstap knyttet til vindhastigheter høyere enn det vindturbinen er designet for kalles hysteresetap. Dette tapet dekker hele perioden fra vindhastigheten overstiger såkalt «cut-off» vindhastighet og frem til vindhastigheten når ned under grensen hvor turbinen starter opp igjen. Med en «cut-off» vindhastighet på 30 m/s for den anvendte turbintypen, vil hysteresetapet for de aktuelle utredningsområdene være relativt lavt. Hysteresetapet er i denne analysen estimert til å ligge mellom 0,0 % og 0,2 %, med høyest verdier beregnet for utredningsområdene Nordvest C, Vestavind A, Vestavind C og Vestavind D.

5.4.5 Miljømessige tap

De miljømessige tapene inkluderer faktorer som reduksjon i den aerodynamiske effektiviteten til turbinbladene på grunn av forurensning, partikler eller is som fester seg på bladene, nedstenging av turbinene som følge av ising eller temperaturer utenfor turbinens operasjonelle utfallsrom (for høye eller for lave temperaturer).

Ising på turbinstrukturene kan være et betydelig problem i kaldt klima. For vindturbiner til havs kan ising forekomme både i form av atmosfærisk ising og nedbørising, men også i form av sjøsprøytising i områder hvor de meteorologiske forholdene ligger til rette for dette. Sjøsprøytising vil imidlertid kun ha innvirkning på de lavere delene av konstruksjonene og i liten grad turbinbladene. Dette vil kunne ha konsekvenser for adkomst til turbinen og øke lasten på konstruksjonen, men basert på tidligere vurderinger av sjøsprøytising [16] anses ikke dette å være et problem i de aktuelle utredningsområdene. Analyser utført av EMD [17] viser at forekomst av atmosfærisk ising vil være svært begrenset i havområdene utenfor Norskekysten, mye grunnet Golfstrømmen som bidrar til relativt høye havtemperaturer oppover langs kysten. Studiet viser også at skyvanninnholdet generelt er lavt vinterstid i nordområdene, med lite fuktighet som kan feste seg på konstruksjonene. Frysende regn er oftest forbundet med topografi som er gunstig for oppdemming av kaldluft og det antas derfor at frysende regn for områder langt unna kysten vil opptre sjelden [16]. Enkelte episoder med atmosfærisk ising, frysende regn eller våt snø som fryser til is på turbinbladene kan imidlertid forekomme, med høyest sannsynlighet i de nordlige områdene. Basert på dette er det valgt å inkludere et isingstap på mellom 0,1 og 0,4 % for utredningsområdene, med høyest tapsestimat for de fire nordligste utredningsområdene (Nordavind A-D).

For turbindegraderingen som skyldes forurensning og partikler i luften er det antatt et standardestimat på 1 % over turbinenes levetid.

De fleste vindturbiner til havs er designet til normal drift ved temperaturer innenfor -15 til +30°C, med noen variasjoner mellom de ulike leverandørene. Basert på temperaturdata fra representative mesoskala tidsserier for de 17 utredningsområdene aktuelle for 2040-utlysning er tap knyttet til lave og høye temperaturer ansett å være minimale og er ikke inkludert i beregningene.

5.4.6 Tap knyttet til driftsrestriksjoner

For enkelte turbiner kan det settes konsesjonspliktige krav til nedstenging eller redusert drift av turbinene i visse perioder av året eller døgnet. Dette kan også være aktuelt ved eventuelt redusert nettkapasitet. For enkelte av områdene kan det også være strømningsforhold som tilsier at valgte turbiner periodevis vil oppleve en for høy belastning, og det kan da være aktuelt å benytte en styringsinnstilling hvor turbiner stenges ned ved vindhastighet og vindretning innenfor visse intervaller. Behov for såkalt vindsektorstyring (WSM) vurderes av turbinleverandør, og er ikke hensyntatt i denne analysen.

5.4.7 Tapsfaktorer per utredningsområde

En oversikt over produksjonstap som er hensyntatt i produksjonsanalysen er presentert i Tabell 5-8, som er vist i sin helhet på neste side.

Tabell 5-8: Tapsfaktorer per utredningsområde.

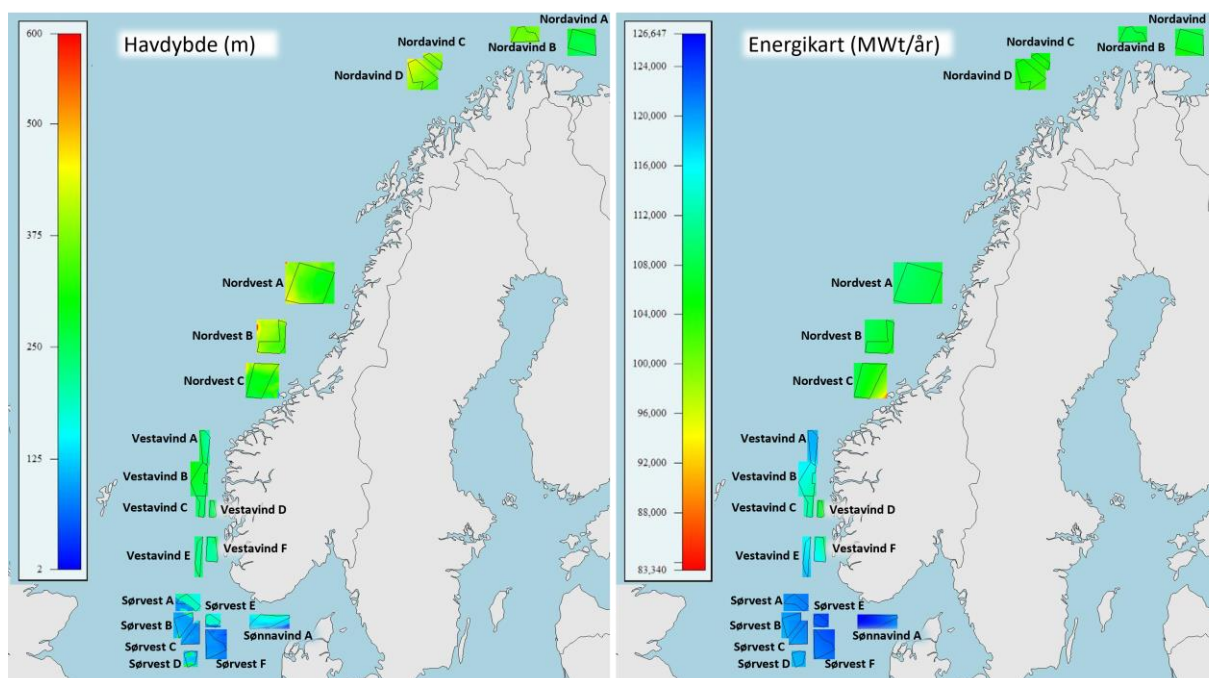
Kategori	Tap i årlig energiproduksjon per utredningsområde [%]																					
	Tilgjengelighet				Tap knyttet til interaksjon mellom turbiner			Elektriske tap		Tap knyttet til turbinytelse				Miljømessige tap			Tap knyttet til driftsrestriksjoner					
Type	Turbintilgjengelighet	Adkomsttilgjengelighet (forlenget nedetid)	BOP (infrastruktur)	Nettilgjengelighet	Interne vaketap + Blokkering	Eksterne vaketap	Fremtidige vaketap	Elektrisk effektivitet	Anleggets kraftforbruk	Hysteresetap	Suboptimal ytelse	Stedsspesifikk effektkurvejustering	Generisk effektkurvejustering	Turbindegradering	Tap knyttet til ising på bladene	Nedstenging knyttet til høye/lave temperaturer	Miljømessige eller konsesjonspliktige	Operasjonelle strategier	Nett	Last	Total andre tap	
ND A	5	1,1	0,5	0,5	Beregnet for hvert område, Resultater presentert i kapittel 6,	0	0	3,4	0,5	0,0	0,5	1	1,5	1	0,4	0	0	0	0	0	14,5	
ND B	5	2,0	0,5	0,5		0	0	5,5	0,5	0,0	0,5	1	1,5	1	0,4	0	0	0	0	0	0	17,1
ND C	5	2,6	0,5	0,5		0	0	5,9	0,5	0,0	0,5	1	1,5	1	0,4	0	0	0	0	0	0	17,9
ND D	5	2,8	0,5	0,5		0	0	5,6	0,5	0,1	0,5	1	1,5	1	0,4	0	0	0	0	0	0	17,9
NV A	5	4,0	0,5	0,5		0	0	4,5	0,5	0,1	0,5	1	1,5	1	0,3	0	0	0	0	0	0	17,9
NV B	5	4,9	0,5	0,5		0	0	4,3	0,5	0,1	0,5	1	1,5	1	0,3	0	0	0	0	0	0	18,5
NV C	5	4,4	0,5	0,5		0	0	1,8	0,5	0,2	0,5	1	1,5	1	0,3	0	0	0	0	0	0	16,0
SØ A	5	0,9	0,5	0,5		0	0	2,5	0,5	0,0	0,5	1	1,5	1	0,1	0	0	0	0	0	0	13,2
SV A	4,75	1,5	0,5	0,5		0	0	3,1	0,5	0,1	0,5	1	1,25	1	0,1	0	0	0	0	0	0	13,9
SV B	4,5	2,7	0,5	0,5		0	0	3,2	0,5	0,1	0,5	1	1	1	0,1	0	0	0	0	0	0	14,7
SV C	4,5	1,2	0,5	0,5		0	0	3,2	0,5	0	0,5	1	1	1	0,1	0	0	0	0	0	0	13,2
SV D	4,5	1,2	0,5	0,5		0	0	3,7	0,5	0	0,5	1	1,5	1	0,1	0	0	0	0	0	0	14,1
SV E	4,75	1,2	0,5	0,5		0	0	3,1	0,5	0	0,5	1	1,25	1	0,1	0	0	0	0	0	0	13,6
VV A	5	5,1	0,5	0,5		0	0	3,2	0,5	0,2	0,5	1	1,5	1	0,2	0	0	0	0	0	0	17,7
VV C	5	2,7	0,5	0,5		0	0	1,6	0,5	0,2	0,5	1	1,5	1	0,2	0	0	0	0	0	0	14,3
VV D	5	2,1	0,5	0,5		0	0	1,4	0,5	0,2	0,5	1	1,5	1	0,2	0	0	0	0	0	0	13,6
VV E	5	2,6	0,5	0,5	0	0	2,3	0,5	0,1	0,5	1	1,5	1	0,2	0	0	0	0	0	0	14,7	

6. Energikostnadskart og modellsensitivitet

Resultatet av de tekniske undersøkelsene, antagelsene og metodene som ble beskrevet i kapitlene 3, 4 og 5 er utregningen av energikostnadskartet for hvert utredningsområde. Dette kapitlet gir ytterligere informasjon angående modellutregningen, antagelser, og sensitiviteter i modellen som er viktig å hensynta ved bruk av resultater til evaluering av utredningsområde og valg av lokasjon for eksempelprosjekter.

6.1 Beskrivelse av modellområder

Ettersom alle 20 utredningsområdene (2025- og 2040-områdene) har irregulære fasonger ble all teknisk data innhentet om områdene gjort i rektangulære bokser som dekker ytterpunktene til sine respektive utredningsområder. Dette ble hovedsakelig gjort for å forenkle automatisering av modellkalkulasjonene. Disse boksene er vist i farger i Figur 6-1, under, sammen med data tilhørende de to mest kritiske tekniske parameterne (havdybde og energi).



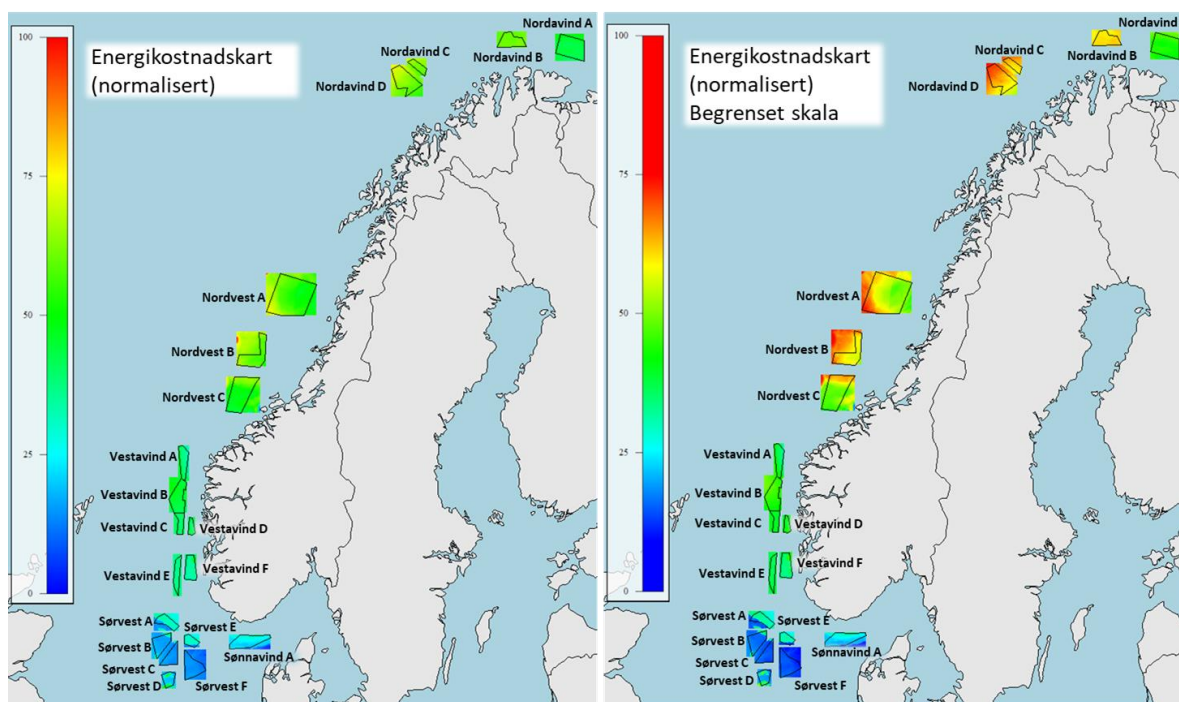
Figur 6-1: Havdybde (venstre) og energikart (høyre) inkludert i energikostnadsmodell.

Som vist i figuren over er de grunneste havdybdene i Sørvest og Sønnvind områdene, med dybder som generelt sett øker mot de nordligere områdene. En lignende trend sees for energien, med høyest forventet energi i Sønnvind, etterfulgt av Sørvest. Med en gradvis nedadgående energi forventet mot nord, med noe variasjon avhengig av avstand til land. Med unntak av noen få utredningsområder, er det lite variasjon i de tekniske parameterne innenfor hvert område. Detaljert beskrivelse av disse parametrene for hvert område er gitt i kapittel 7.

6.2 Energikostnadskartets resultater og sensitivitet

Som beskrevet i kapittel 3.5 ble energikostnaden estimert med en forenklet kostnadsmodell beregnet for rangering av de ulike havvindområdene og ikke for estimering av eksakt investeringskostnad. For å forhindre misforståelser, ble de beregnede verdiene normalisert til en indeks med verdier mellom 0 og 100 i stedet for å angi kroneverdier. De resulterende normaliserte verdiene representerer det forventede utfallsrommet innenfor utredningsområdet for alle 2025- og 2040-områdene, der 0 er lavest forventet kostnad og 100 er høyest forventet kostnad. Merk at flere av ekstremverdiene

benyttet i modellkalkuleringen, slik som dypeste og grunneste havdybder (606 m nordvest for Nordvest C og 29 m sørøst for Sønnavind A) er utenfor plangrensene til utredningsområdene og henholdsvis tilsvarer de rimeligste (0) og dyreste (100) energikostnadspunktene i alle rektangulære boksene. Verdiene for energikostnad beregnet innenfor utredningsområdene er begrenset til intervallet 9-75. De resulterende energikostnadsverdier er derfor presentert med to forskjellige fargeskalaer i Figur 6-2. Venstre figur viser den fulle rekkevidden mellom 0 og 100 (venstre), og figuren til høyre viser verdiene begrenset til hva som befinner seg innenfor grensene til utredningsområdene (høyre) for å bedre vise variasjonene innenfor områdene.



Figur 6-2: Energikostnadskart (normalisert) for alle 2025 og 2040 områdene, full skala (venstre) og begrenset skala (høyre).

Som vist over er lavest forventet energikostnad i Sørvest- og Sønnavind-områdene, med en generell økning mot nord, med noe variasjon forbundet med havdybder, tilgjengelig energi og avstand til land. En detaljert beskrivelse av resultatene for hvert utredningsområde er gitt i kapittel 7 og en generell sammenligning av resultatene er gitt i kapittel 8.2.

Før resultatene brukes for å velge områder for eksempelprosjekter, er det viktig å forstå modellens sensitivitet og begrensninger. De viktigste parameterne og antagelsene er oppsummert i de påfølgende kapitlene. Grunnet disse sensitivitetene er energikostnadskartet benyttet som et preliminært utgangspunkt for valg av områder for eksempelprosjekt, og ikke en selvstendig vurdering av områdene. De andre tekniske parameterne, slik som energi, dybde, og avstand fra land er også hensyntatt, spesielt i områder med lite variasjon i energikostnad.

6.2.1 Vinddata, turbintype og effektkurve

Energikartet er avhengig av underliggende vinddata, turbintype og effektkurve. Vinddataene (NORA3) er basert på modelldata og er ikke verifisert med faktiske målinger. Høy usikkerhet burde forventes for hvor godt disse modellene fanger variasjoner i vinden over utredningsområder i denne størrelsen. Noe variasjon i energikartet kan også forventes om effektkurven fra en annen vindturbin blir benyttet enn den som er antatt for dette prosjektet.

6.2.2 Klassifisering av havdybder

Energikostnadsmodellen er svært følsom for antagelsene gjort i forhold til begrensningen i havdybder benyttet for å klassifisere prosjekttype (kapittel 3.4.2). Spesielt for den antatte grensen for bunnfaste prosjekter (70 m), hvor en liten endring i dybden fra 70 til 71 m vil endre prosjektet fra bunnfast til flytende og gi en betydelig økning i antatte kostnader. Resultatene for energikostnadene burde re-evalueres om det gjøres endringer i antagelser for dybde.

6.2.3 Valg av tilknytningspunkter og landfallpunkter, og estimering av eksportkabelengde

Ettersom detaljert design og planlegging av nettilknytning på land ikke var del av omfanget for denne rapporten, ble flere av de valgte landfallpunktene grovt plassert. I tillegg antar modellen at transformatorstasjonen til havs befinner seg i hvert utregnede punkt og tar ikke høyde for den reelle fleksibiliteten under planlegging.

Alle utredningsområdenes avstand til tilknytningspunkt er basert på en rett linje trukket fra området og fram til nærmeste tilknytningspunkt på land. Vind AI beregner denne som sjøkabel og luftledning/jordkabel avhengig av om linjen krysser hav eller land. I den tekno-økonomiske rangeringen av alternativer er sjøkabel antatt for hele strekningen, slik at investeringskostnadene følger avstand til antatt nettilknytningspunkt. Dersom områdene er egnet for betydelige andeler av tilknytningen på land, vil disse kunne bli betraktelig lavere enn det som ble beregnet og vist i energikostnadskartene i kapittel 7.

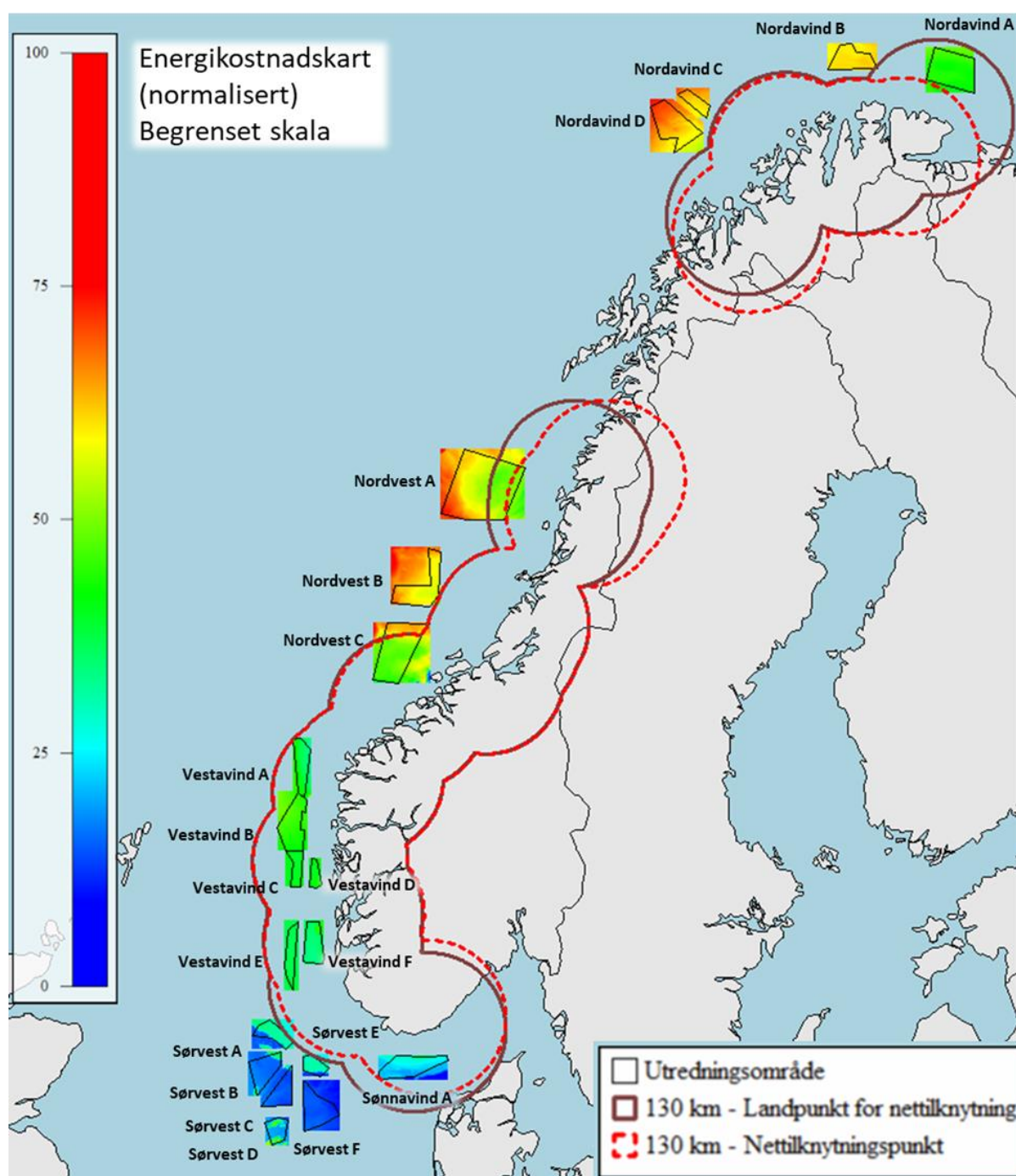
Området som er mest påvirket av dette er Nordavind A, med 85 km landbasert tilknytning. Dette ble valgt ettersom sjøkabel hele strekningen (90 + 85 km) ville økt kostnadene til reaktiv kompensering og elektriske tap vesentlig, og gjort tilknytningsløsningen teknisk vanskelig. Dersom faktisk trasé og landfall basert på øvrige utredninger anbefaler sjøkabel rundt Varangerhalvøya, vil energikostnaden for dette utredningsområdet bli betydelig høyere, ettersom den lange avstanden og store dybdene vil medføre langdistanse HVAC med betydelig behov for reaktiv kompensering.

Den motsatte endringen i energikostnad kan gjøre seg gjeldende for Nordavind B, hvor det ble antatt at sjøkabel blir benyttet hele veien fram til Lebesby transformatorstasjon, istedenfor landfallpunkt nord på Nordkinnhalvøya med luftledning videre, eller at reaktiv kompensering kan skje på land istedenfor til havs, med sjøkabel videre. Dette ville redusert lengden med sjøkabel betraktelig, til mindre enn 130 km (se antagelsen om teknologimodenhet for flytende HVDC nedenfor), slik at betydelig andel av investeringskostnadene knyttet til sjøkabel og reaktiv kompensering ville bortfalt, og dermed gjort utredningsområdet bedre egnet.

Figur 6-3 illustrerer energikostsensitiviteten i forhold til antagelser for avstand og teknologi. Dette er vist med linjer som indikerer avstander fra aktuelle nettilknytningspunkter og grovt antatte landfall.

6.2.4 Lav teknologimodenhet for flytende HVDC, med avstand til land over 130 km

Ved de dype havvindområdene langt fra tilknytningspunkt er det tatt utgangspunkt i HVAC på grunn av lav teknologimodenhet for flytende HVDC omformerstasjoner og våte kabeltermineringer av HVDC-kabler (kapittel 2.2.1), selv om HVDC anses mest egnet basert på avstanden isolert sett.



Figur 6-3: Energikostnadskart (normalisert) for alle 2025 og 2040 områdene med avstand til aktuelle nettilknytningspunkter og grovt antatte landfall for sjøkabel.

Energikostnadsmodellen blir derfor svært følsom for den antatte avstanden på 130 km hvor flytende prosjekter langt fra land vil kreve omfattende reaktiv kompensering (kapittel 3.4.3). I kostnadsmodellen øker ikke denne lineært med avstanden, slik at en liten endring fra 130 til 131 km fra antatt landfallpunkt gir en betydelig økning i antatte kostnader. Dette er ment å hensynta spranget i kostnader ved antatt behov for reaktiv kompensering til havs fremfor på land.

Som vist på Figur 6-3 har utredningsområdene Nordvest og Nordavind, som begge er flytende prosjekter, deler av sine områder over 130 km fra enten nettilknytningspunkt eller antatt landfall. Modellens sensitivitet ovenfor denne grensen er spesielt tydelig i Nordvest A og C, hvor en markant økning i energikostnad vises i punktene forbi denne grensen. Dette er også illustrert i forskjellen i

energikostnad for Nordavind A og B, hvor begge områdene er over 130 km fra sine respektive nettilknytningspunkt, men Nordavind A har nærmere landfall. Her antas det at videre transmisjon kan skje over land, eller at reaktiv kompensering kan skje på land istedenfor til havs, slik at dette området vil ha lavere energikostnad. Tilsvarende løsning kan vurderes for Nordavind B med landfallpunkt nord på Nordkinnhalvøya, som nevnt i forrige avsnitt. Med tanke på dette vil det være mulig å redusere energikostnadene for flere av områdene innenfor Nordavind og Nordvest ved hjelp av detaljert planlegging av elektrisk infrastruktur. Dette vil kunne påvirke rangeringen av utredningsområdene.

Merk at til tross for store avstander til land er energikostnaden på Sørvest-områdene mindre følsom for grensen på 130 km. Grunnen for dette er at det her er bunnfaste prosjekter hvor det antas bruk av HVDC. HVAC over lengre avstander medfører høyere elektriske tap sammenlignet med HVDC, samt økte kostnader for reaktiv kompensering. Med økt teknologimodenhet for flytende HVDC og med en kostnad som er lavere enn langdistanse HVAC-teknologi, vil energikostnadene for Nordavind- og Nordvest-områdene kunne senkes ved å velge flytende HVDC-teknologi. Det gjør at disse utredningsområdene vil kunne bli mer egnet for videre utredning, noe som kan påvirke rangeringen av utredningsområdene.

I realiteten vil reaktiv kompensering også være en distansevarierende kostnad. Dette er inkludert i en viss grad ved at de estimerte elektriske tapene per km eksportkabel øker i høyere takt jo lengre unna landfallpunktene de kommer (som beskrevet i kapittel 5.4.3). Likevel kan det forventes å være større endring i energikostnad fra punkter nærmest og lengst unna landfallpunkter enn det som vises i figurene i kapittel 7, og dermed påvirke plasseringen av prosjekter internt i områdene. Dette gjelder alle utredningsområder hvor HVAC er aktuelt, men forskjellen vil øke med avstanden, slik at Nordavind B, C og D, samt Nordvest A og B, er spesielt påvirket av antagelsen. Dette vil også kunne ha økt forskjellen for Nordavind A dersom sjøkabelen legges rundt Varangerhalvøya.

7. Vurderinger og resultater for utredningsområdene

Alle 17 “2040-områdene” er analysert basert på metodikken beskrevet i kapittel 3, med eksempelprosjekter opprettet og resulterende produksjonsestimat som beskrevet i kapittel 4. Alle utredningsområder ble evaluert separat uten å hensynta vaketap fra naboområder eller andre eksisterende eller planlagte vindkraftutbygninger. Resultatene for hvert område er vurdert og presentert basert på en felles metodikk.

Oversiktskart med primære tekniske parametere, inkludert vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart, samt vindroser, er utarbeidet for hvert utredningsområde. Det er benyttet en felles regnbuegradient for alle kartlag, der røde nyanser representerer mindre ønskelige verdier (dypt vann/lav energi/høy kostnad) og blå eller fiolette nyanser representerer de mest ønskelige verdiene. Som beskrevet i kapittel 6 er det minimale variasjoner mellom de fleste av disse parameterne internt i de fleste utredningsområdene. Fargegradienten er derfor skalert internt for hvert enkelt utredningsområde for å bedre få frem lokale variasjoner. De er derfor ikke sammenlignbare med figurene som er presentert for de andre utredningsområdene. For en sammenlikning mellom områder, se Figur 6-1. Merk at sedimentklassifisering av bunnforhold kun påvirker kostmodellen for dybder beregnet for flytende turbiner.

Resultater for de individuelle utredningsområdene er presentert i de etterfølgende delkapitlene, mens en vurdering av resultatene og en sammenlikning av utredningsområdene er presentert i kapittel 8. Resultater for 2025-områdene (Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F) ble presentert i en tidligere rapport [1].

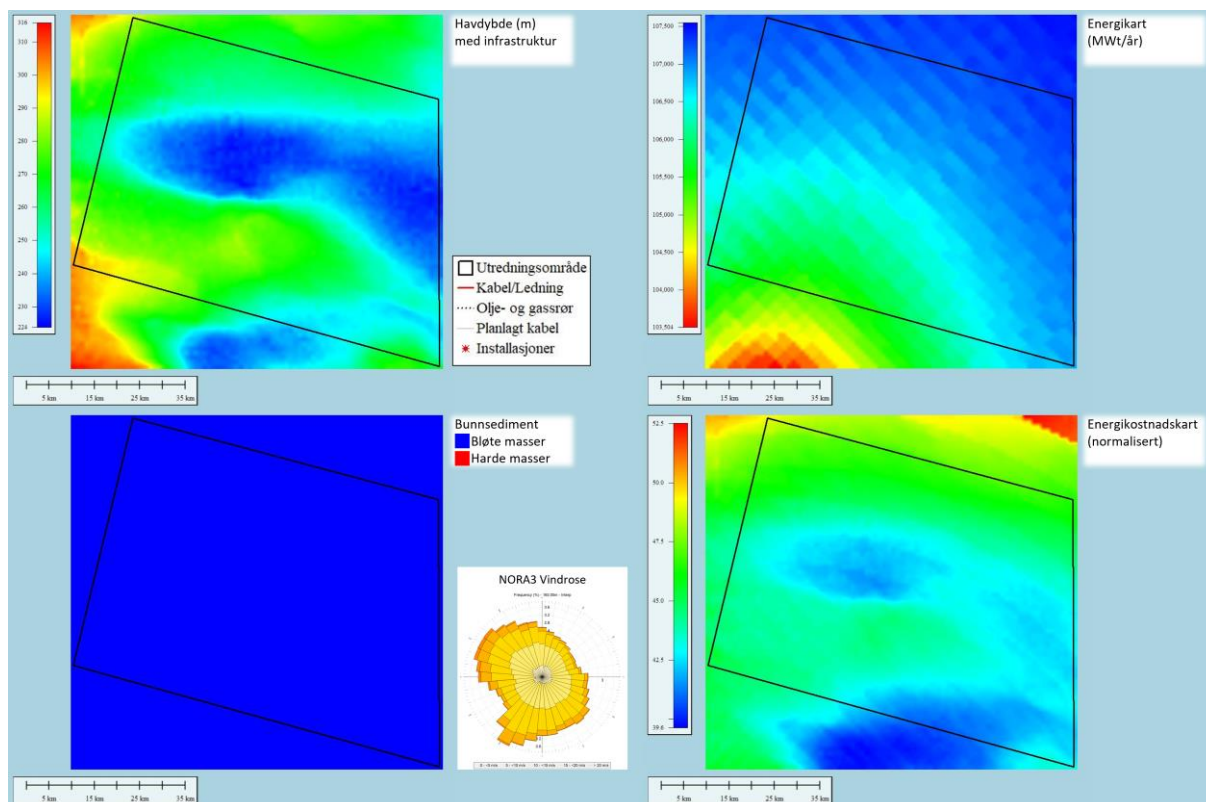
Innholdsfortegnelse for vurdering av eksempelprosjektene i hvert utredningsområde:

7.1 Nordavind A.....	47
7.2 Nordavind B.....	50
7.3 Nordavind C.....	53
7.4 Nordavind D.....	56
7.5 Nordvest A.....	59
7.6 Nordvest B.....	62
7.7 Nordvest C.....	65
7.8 Sønnavind A.....	68
7.9 Sørvest A.....	72
7.10 Sørvest B.....	75
7.11 Sørvest C.....	78
7.12 Sørvest D.....	81
7.13 Sørvest E.....	84
7.14 Vestavind A.....	87
7.15 Vestavind C.....	91
7.16 Vestavind D.....	95
7.17 Vestavind E.....	99

7.1 Nordavind A

7.1.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-1



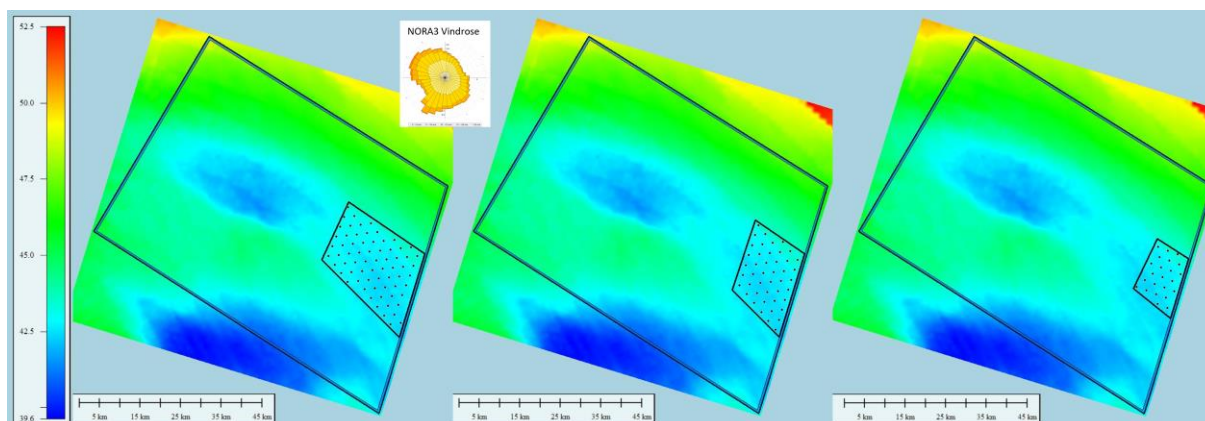
Figur 7-1: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

Som vist i Figur 7-1 over har utredningsområdet følgende karakteristikk:

- Vanndybden er egnet for flytende turbiner, med dybder som varierer mellom 220 og 285 m i utredningsområdet. Utredningsområdet anses som generelt dypt, med de grunneste områdene i midten og østlig del og gradvis dypere mot sørvest og nord.
- Høyeste energiutbytte forventes i den nord- og østlige delen av utredningsområdet og avtar mot sørvest.
- Det finnes ingen kjent infrastruktur i utredningsområdet. Mykt bunn sedimentet er forventet.
- Til tross for et høyere forventet energipotensiale i den nordlige delen, medfører avstand til land og større havdybder i dette området at det er mindre attraktivt med hensyn på energikostnad. De laveste energikostnadene forventes sentralt og i den sørøstlige delen av utredningsområdet.
- Vindrosen viser en forholdsvis jevn fordeling på ulike vindretninger, med noe overvekt i sørvestlig sektor.

7.1.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-2.



Figur 7-2: Nordavind A energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er plassert i østlig del av utredningsområdet. Denne plasseringen gir best kombinasjon av havdybder, tilgjengelig energi og nærhet til land. Det er noe lavere energikostnad sør og sentralt i utredningsområdet, men med lavere tilgjengelig energi (sørlig område) og lengre avstand fra nettilknytning (sentralt område) ble den østlige delen valgt som det beste alternativet.

7.1.3 Forventet årlig energiproduksjon

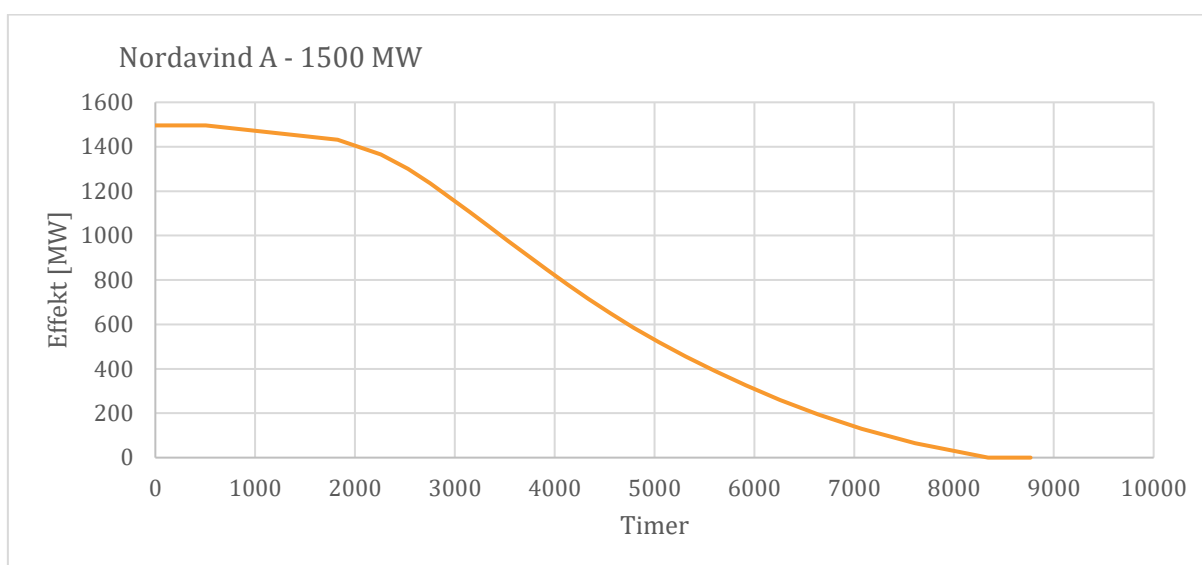
Forventet årlig energiproduksjon for området, beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3, og tapsfaktorer, som beskrevet kapittel 5.4, er presentert i Tabell 7-1.

Tabell 7-1: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Alternativ	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energi-tetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vake-tap [%]	Andre tap [%]	Netto energi-produksjon [GWh/år]	Netto kapasitets-faktor [%]	Middel -vind [m/s]
ND-A 1500 MW	1496	9,0 x 9,0	3,48	7281,1	9,05	14,5	5566,5	42,5	9,5
ND-A 1000 MW	990	9,0 x 9,0	3,51	4820,4	7,43	14,5	3763,5	43,4	9,5
ND-A 500 MW	506	9,0 x 9,0	3,50	2464,9	5,32	14,5	1976,4	44,6	9,5

7.1.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-3. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-3: Varighetskurve for Nordavind A – 1500 MW.

7.1.5 Elektrisk infrastruktur

Nordavind A er egnet for flytende havvind med dybder som varierer mellom 220 og 285 m i utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Seidafjellet transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 170 km i luftlinje fra havvindområdet. Det foreslås å transformere opp fra 132 kV til 420 kV i en flytende transformatorstasjon lokalisert i havvindområdet. Videre tilknytning med 420 kV sjøkabel fra havvindområdet til land, og 420 kV jordkabel eller luftledning fra nordsiden av Varangerhalvøya til Seidafjellet stasjon. Grunnet lang avstand mellom havvindområdet og Seidafjellet stasjon forventes behov for reaktiv kompensering ved landfallet. Dersom sjøkabelen legges rundt Varangerhalvøya, vil energikostnadene øke betraktelig (se kapittel 6.2 for flere detaljer).

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulik mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-2: Nettilknytning for Nordavind A – Tilknytningspunkt og avstand

Havvindområdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/ luftledning
220-285 m	Flytende havvind Flytende trafostasjon	Seidafjellet stasjon	Ca. 170 km	Ca. 85 km

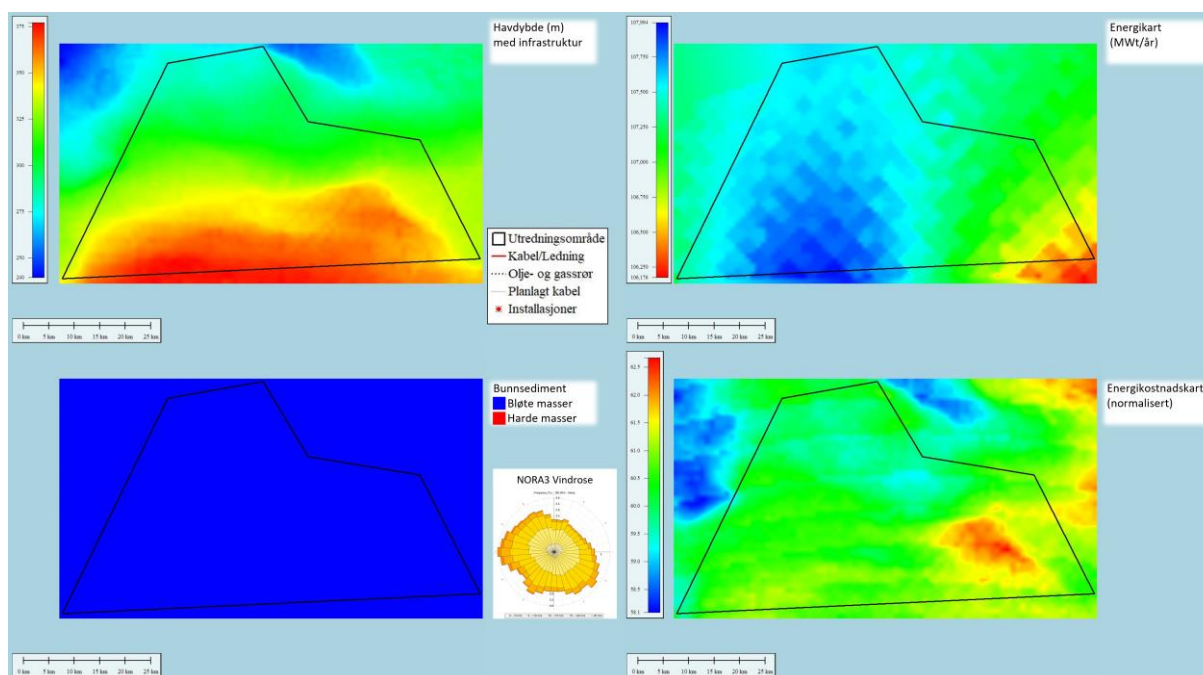
Tabell 7-3: Nettilknytning for Nordavind A – Kabelteknologi og -lengder.

	500 MW havvind	1000 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	60 km	120 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel (420 kV)	90 km	2 x 90 km
Reaktiv kompensering	Sannsynligvis behov	Sannsynligvis behov

7.2 Nordavind B

7.2.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-4.



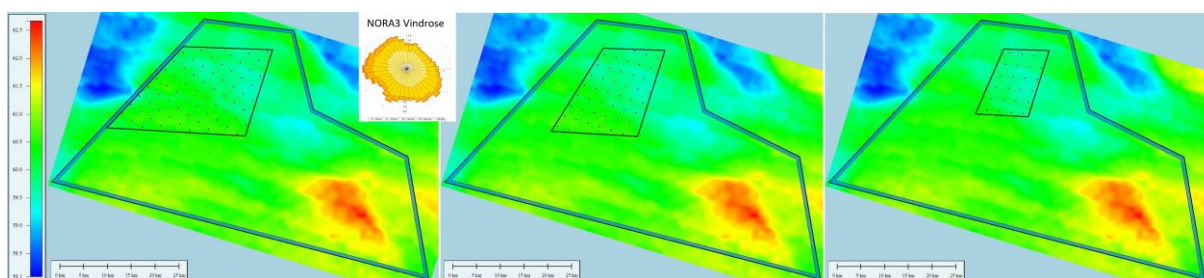
Figur 7-4: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

Som vist i Figur 7-4 over har utredningsområdet følgende karakteristikk:

- Vanndybden i området varierer fra omtrent 275 til 375 meter, noe som krever flytende installasjoner. Det er grunnest den nordlige delen av området, mens dybdene øker gradvis mot sør.
- Høyest energiutbytte forventes i sentrale, sørlige deler av området, mens det laveste energiutbyttet forventes i den sørøstlige delen.
- Det er ingen kjent infrastruktur i dette området.
- Havbunnen består i hovedsak av mykt bunnsediment.
- Til tross for at energipotensialet er høyest i sentrale, sørlige deler av området, forventes lavest energikostnader i den nordlige delen av området. Dette skyldes de dypere vanndybden i sør som øker kostnadene.
- Vindrosen viser en forholdsvis jevn retningsfordeling av vinden, med en liten overvekt av vind fra vestlig og sørøstlig retning. Basert på dette bør turbinene plasseres langs en nord-nordøst/sør-sørvest-akse for å redusere vaketap.

7.2.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-5.



Figur 7-5: Nordavind B energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene ligger i områder med lignende forventet energikostnad, men for Alternativ 2 og 3 (1000 og 500 MW), som krever mindre plass, er områdene med høyest forventet energi valgt. Det er ellers lite variasjon (ca. 59-62 i normaliserte verdier) i den forventede energikostnaden i dette utredningsområdet, med unntak av en forhøyning mot sør-øst. Havdybdene er jevnt dype i sørlige deler av området, men sør for eksempelprosjektene kompenseres det med høyere energi. Den økte energien er ikke tilstrekkelig for å kompensere for kostnaden forbundet med de dypere områdene i sør-øst. Eksempelprosjektene er derfor plassert lengre nord, der det balanseres mellom høyere energi, grunnere hav og distanse til land.

7.2.3 Forventet årlig energiproduksjon

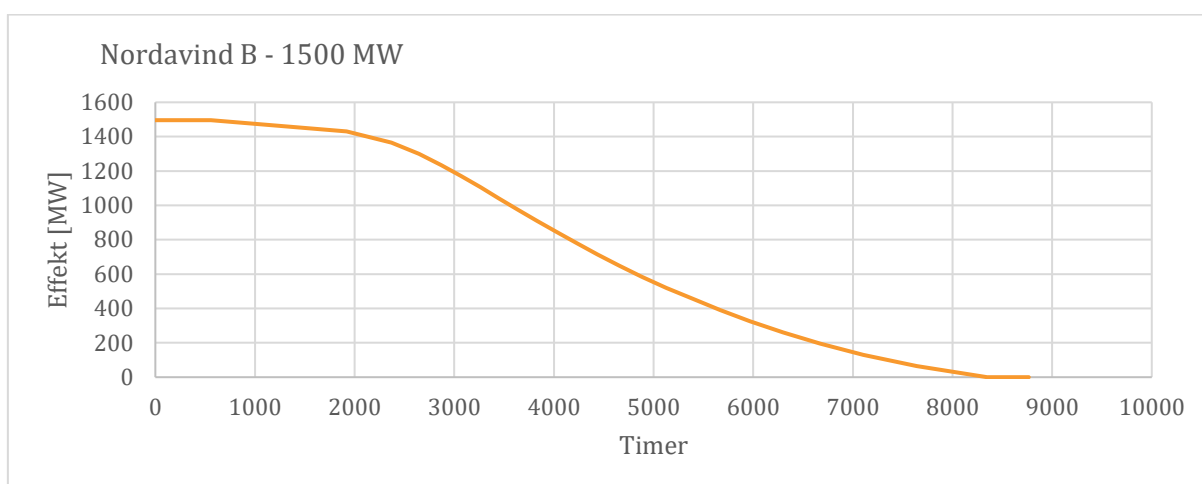
Forventet årlig energiproduksjon for området, beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3, og tapsfaktorer, som beskrevet kapittel 5.4, er presentert i Tabell 7-4.

Tabell 7-4: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Alternativ	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energi-tetthet [MW/ km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vake-tap [%]	Andre tap [%]	Netto energi-produksjon [GWh/år]	Netto kapasitets-faktor [%]	Middel -vind [m/s]
ND-B 1500 MW	1496	9,0 x 9,0	3,47	7339,8	8,07	17,1	5492,1	41,9	9,6
ND-B 1000 MW	990	9,0 x 9,0	3,50	4857,8	6,97	17,1	3688,7	42,5	9,6
ND-B 500 MW	506	9,0 x 9,0	3,50	2482,3	4,99	17,1	1934,0	43,6	9,6

7.2.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-6. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-6: Varighetskurve for Nordavind B – 1500 MW.

7.2.5 Elektrisk infrastruktur

Nordavind B er egnet for flytende havvind med dybder som varierer mellom 275 til 375 meter i utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Lebesby transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 170 km i luftlinje fra havvindområdet. Det foreslås å transformere opp fra 132 kV til 420 kV i en flytende transformatorstasjon lokalisert i havvindområdet. Videre tilknytning med 420 kV sjøkabel fra havvindområdet til land, og 420 kV jordkabel eller luftledning fra landfallet til Lebesby stasjon. Grunnet lang avstand mellom havvindområdet og Lebesby stasjon forventes behov for reaktiv kompensering både på stasjonen i havvindområdet og ved landfallet. Dersom landfall med reaktiv kompensering (med ny sjøkabel eller luftledning sørover) etableres nord på Nordkinnhalvøya, vil energikostnadene minske betraktelig (se kapittel 6.2 for flere detaljer).

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulike mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-5: Nettilknytning for Nordavind B – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvindområdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/luftledning
275-375 m	Flytende havvind Flytende trafostasjon	Lebesby stasjon	Ca. 170 km	Ca. 5 km

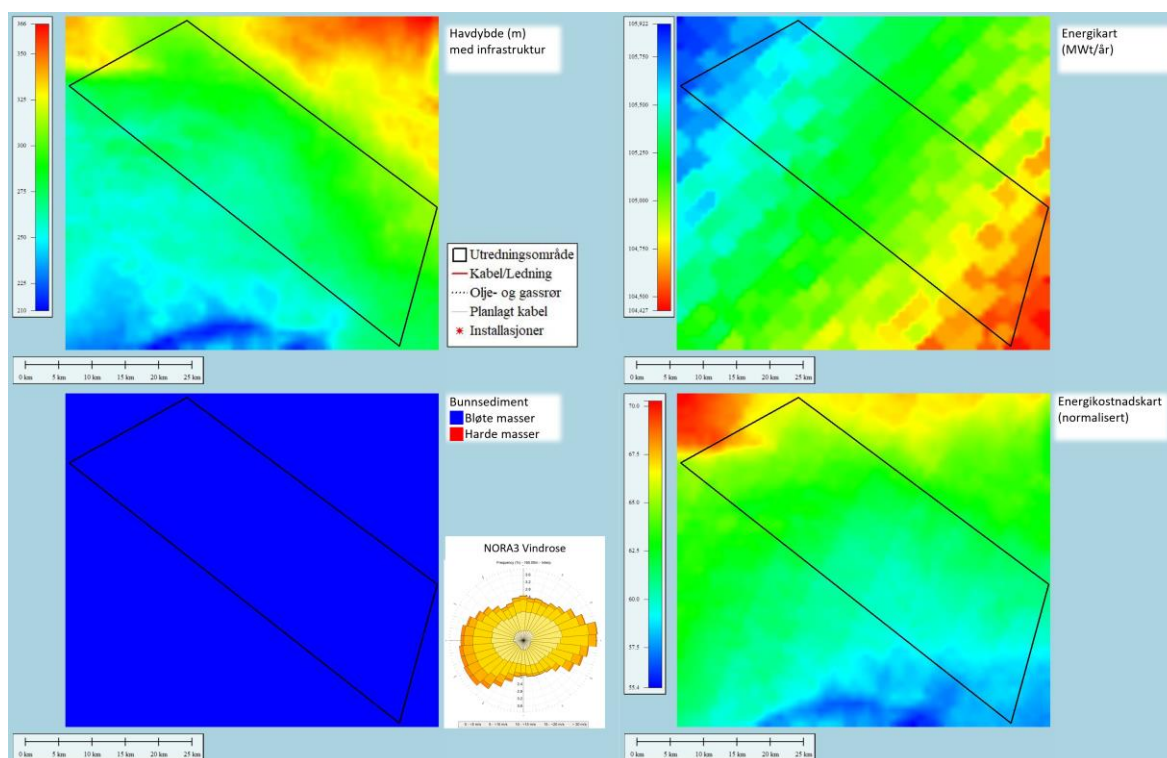
Tabell 7-6: Nettilknytning for Nordavind B – Kabelteknologi og -lengder.

	500 MW havvind	1000 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	60 km	120 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel (420 kV)	165 km	2 x 165 km
Reaktiv kompensering	Sannsynligvis behov	Sannsynligvis behov

7.3 Nordavind C

7.3.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-7.



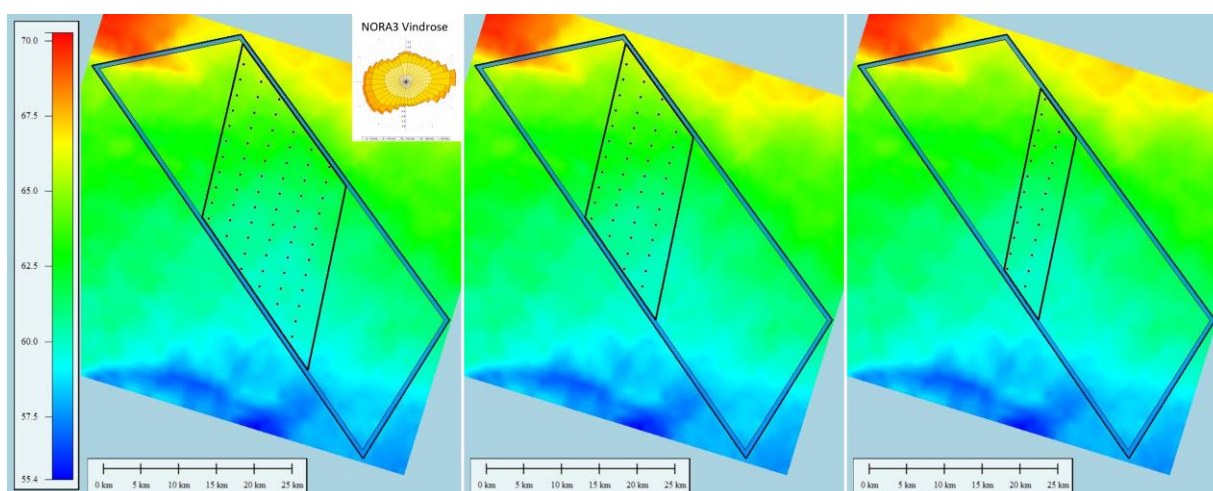
Figur 7-7: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

Som vist i Figur 7-7 over har utredningsområdet de følgende karakteristikker:

- Vanndybden i området varierer i fra ca. 260 til 325m, noe som krever flytende installasjoner. Det er grunnest langs sør-vestlig grense av området med gradvis dypere mot nord-øst.
- Høyeste energiutbytte forventes i den nordvestlige delen av utredningsområdet og avtar mot sørøst.
- Det er ingen kjent infrastruktur langs havbunnen og det er forventet mykt bunnsediment i hele utredningsområdet.
- Selv om energien forventes høyere i nordvest, ventes lavere energikostnader lengre sørøst i området på grunn av nærhet til land og grunnere vanndybder.
- Vindrosen viser mest vind i øst/vest-akse. Turbinene bør derfor plasseres i en nord/sør-orientering for å redusere vaketap.

7.3.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-8.



Figur 7-8: Nordavind C energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er plassert i områder med tilsvarende forventet energikostnad, og er lokalisert diagonalt over området for å maksimere overflaten vinkelrett på hovedvindretningene, noe som bidrar til å redusere vaketap. Ved å plassere delområdet i midten av utredningsområdet oppnår man en balanse mellom den høyere tilgjengelige energien i nordvest, og de lavere havdybdene som finnes midt i området.

7.3.3 Forventet årlig energiproduksjon

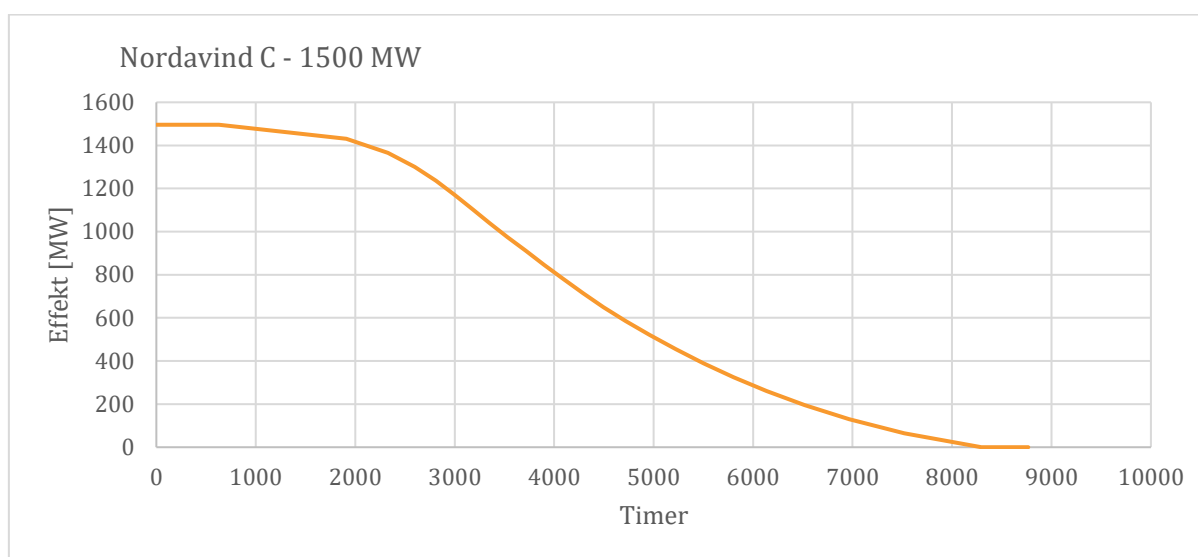
Forventet årlig energiproduksjon for området beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3 og tapfaktorer i kapittel 5.3 er presentert i Tabell 7-7.

Tabell 7-7: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energitetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vaketap [%]	Andre tap [%]	Netto energi-produksjon [GWh/år]	Netto kapasitets-faktor [%]	Middel-vind [m/s]
ND-C 1500 MW	1496	10 x 7,28	3,49	7146,3	7,96	17,9	5298,0	40,4	9,6
ND-C 1000 MW	990	10 x 7,28	3,50	4733,7	6,37	17,9	3585,0	41,3	9,6
ND-C 500 MW	506	10 x 7,28	3,51	2417,4	3,74	17,9	1894,4	42,7	9,6

7.3.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-9. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-9: Varighetskurve for Nordavind C – 1500 MW.

7.3.5 Elektrisk infrastruktur

Nordavind C er egnet for flytende havvind med dybder som varierer mellom 260 til 325 m i utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Hyggevatn transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 180 km i luftlinje fra havvindområdet. Det foreslås å transformere opp fra 132 kV til 420 kV i en flytende transformatorstasjon lokalisert i havvindområdet. Videre tilknytning med 420 kV sjøkabel fra havvindområdet til land, og 420 kV jordkabel eller luftledning fra landfallet til Hyggevatn stasjon. Grunnet lang avstand mellom havvindområdet og Hyggevatn stasjon forventes behov for reaktiv kompensering både på stasjonen i havvindområdet og ved landfallet.

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulike mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-8: Nettilknytning for Nordavind C – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvindområdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/ luftledning
260-325 m	Flytende havvind Flytende trafostasjon	Hyggevatn stasjon	Ca. 180 km	Ca. 10 km

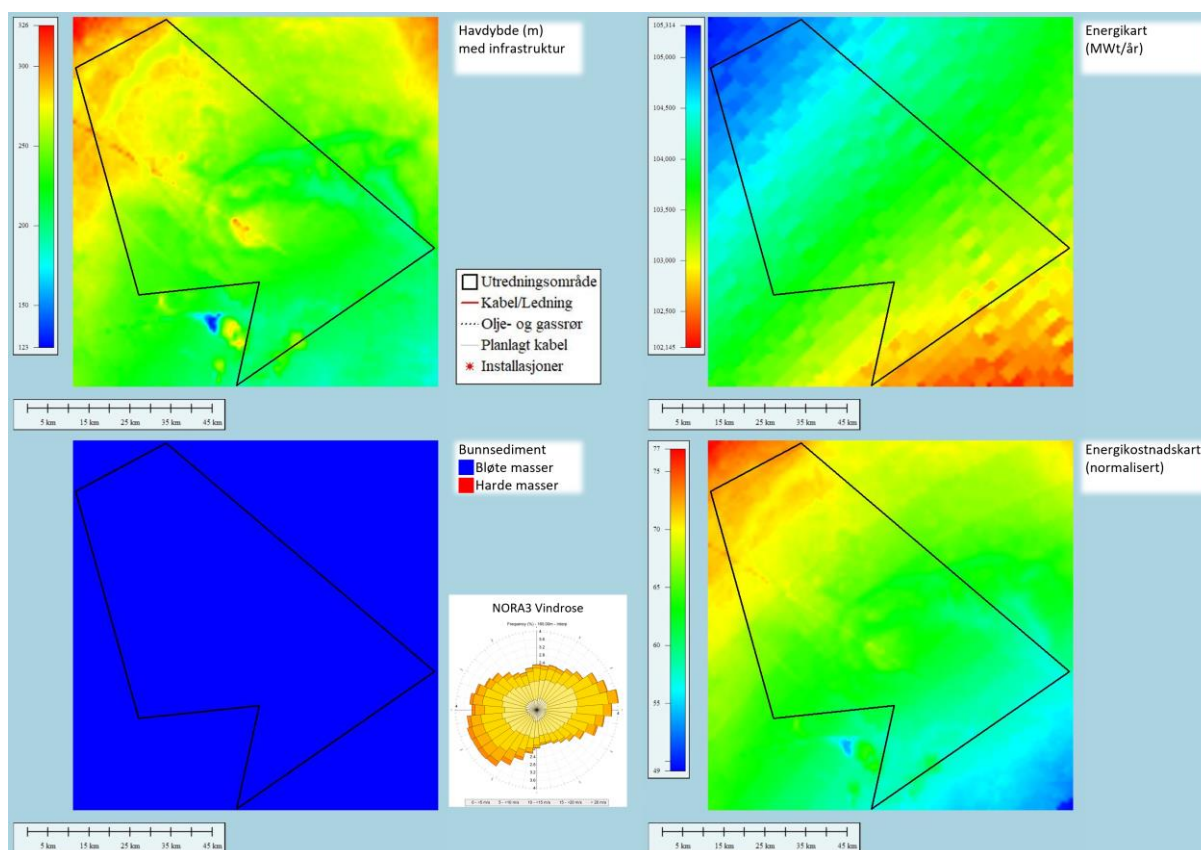
Tabell 7-9: Nettilknytning for Nordavind C – Kabelteknologi og -lengder.

	500 MW havvind	1000 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	55 km	110 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel (420 kV)	175 km	2 x 175 km
Reaktiv kompensering	Sannsynligvis behov	Sannsynligvis behov

7.4 Nordavind D

7.4.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-10.



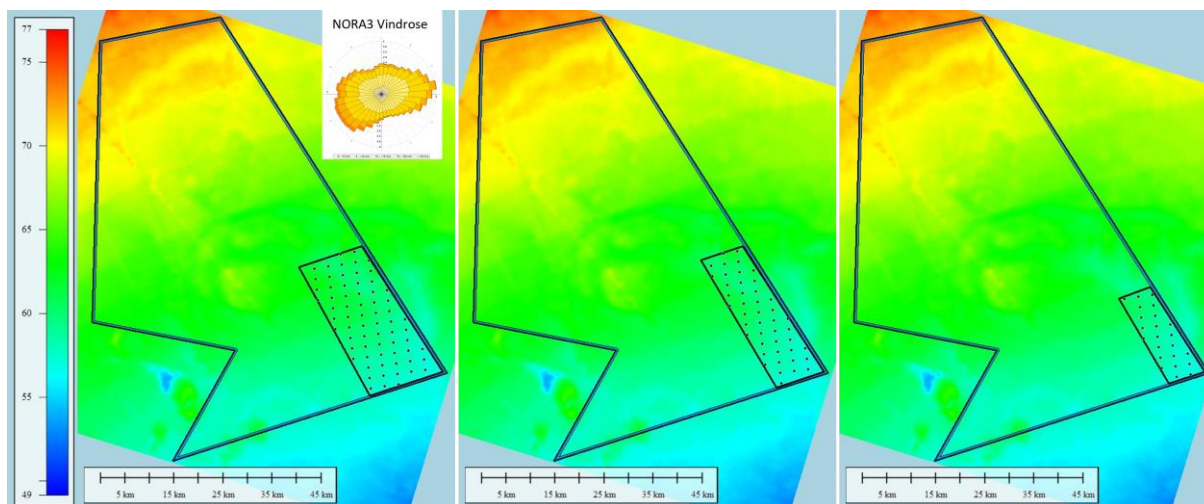
Figur 7-10: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

Som vist i Figur 7-10 over har utredningsområdet de følgende karakteristikker:

- Vanndybden i utredningsområdet varierer i fra 185-310m med et gjennomsnitt på ca. 245m. Dette gjør området kun egnet for flytende turbininstallasjoner. Det grunneste partiet er i sørøst, med et område langs grensen på ca. 200-210m og blir gradvis dypere mot nordvest.
- Høyeste energiutbytte forventes i den nordvestlige delen av utredningsområdet og avtar mot sørøst.
- Ingen kjent infrastruktur langs havbunnen og det forventes mykt bunnsediment i hele utredningsområdet.
- Energikostnaden er lavest i sørøst og øker mot nordvest, i samsvar med havdybder og avstand fra land.
- Vindrosen viser størst frekvens langs øst/vest-aksen med noe helning mot sørvest/nordøst. Turbiner bør plasseres langs nord/sør-akse med tilsvarende helning for best utnyttelse av området.

7.4.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-11.



Figur 7-11: Nordavind D energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er plassert i sørøstlige hjørne med langsiden i nordvestlig retning. Dette området har forholdsvis jevne dybder og lignende forventet energikostnad. Dette området optimerer forholdet mellom tilgjengelig energi, forventet energikostnad, og nærhet til land. Turbinene er plassert i nord/sør-aksen, med en slak helning mot vest for å maksimere grunnflate imot hovedvindretningen.

7.4.3 Forventet årlig energiproduksjon

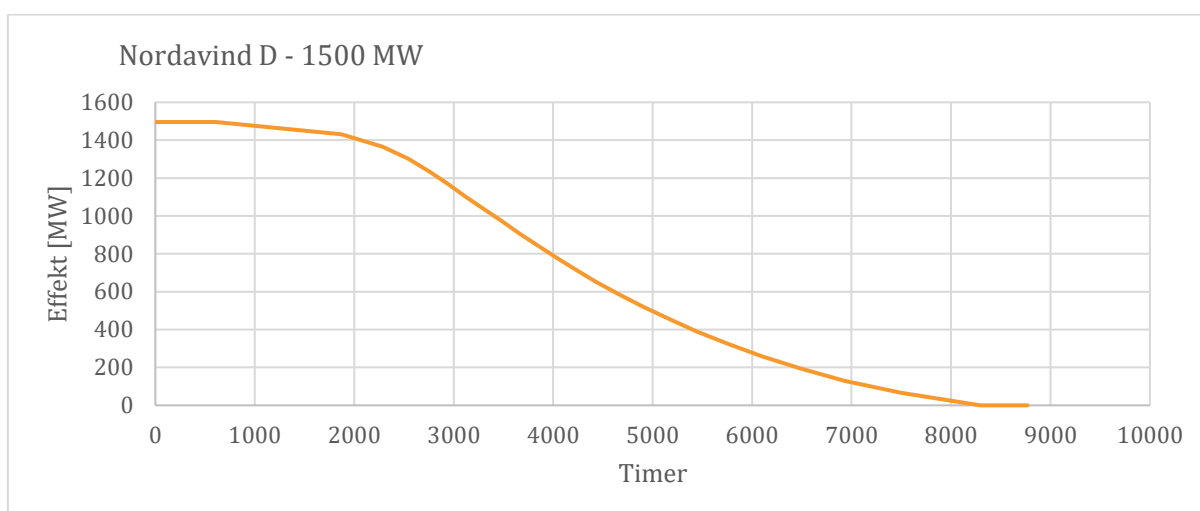
Forventet årlig energiproduksjon for området beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3 og tapfaktorer i kapittel 5.3 er presentert i Tabell 7-10.

Tabell 7-10: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energitetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vaketap [%]	Andre tap [%]	Netto energi-produksjon [GWh/år]	Netto kapasitets-faktor [%]	Middel-vind [m/s]
ND-D 1500 MW	1496	10,0 x 7,5	3,49	7071,3	8,10	17,9	5233,1	39,9	9,5
ND-D 1000 MW	990	10,0 x 7,5	3,50	4679,5	6,11	17,9	3556,1	41,0	9,5
ND-D 500 MW	506	10,0 x 7,5	3,51	2388,6	4,35	17,9	1857,1	41,9	9,5

7.4.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-12. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-12: Varighetskurve for Nordavind D – 1500 MW.

7.4.5 Elektrisk infrastruktur

Nordavind D er egnet for flytende havvind med dybder som varierer mellom 185 til 310 m i utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Vinnelys transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 190 km i luftlinje fra havvindområdet. Det foreslås å transformere opp fra 132 kV til 420 kV i en flytende transformatorstasjon lokalisert i havvindområdet. Videre tilknytning med 420 kV sjøkabel fra havvindområdet til land, og 420 kV jordkabel eller luftledning fra landfallet til Vinnelys stasjon. Grunnet lang avstand mellom havvindområdet og Vinnelys stasjon forventes behov for reaktiv kompensering både på stasjonen i havvindområdet og ved landfallet.

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulik mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-11: Nettilknytning for Nordavind D – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvindområdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/luftledning
185-310 m	Flytende havvind Flytende trafostasjon	Vinnelys stasjon	Ca. 190 km	Ca. 35 km

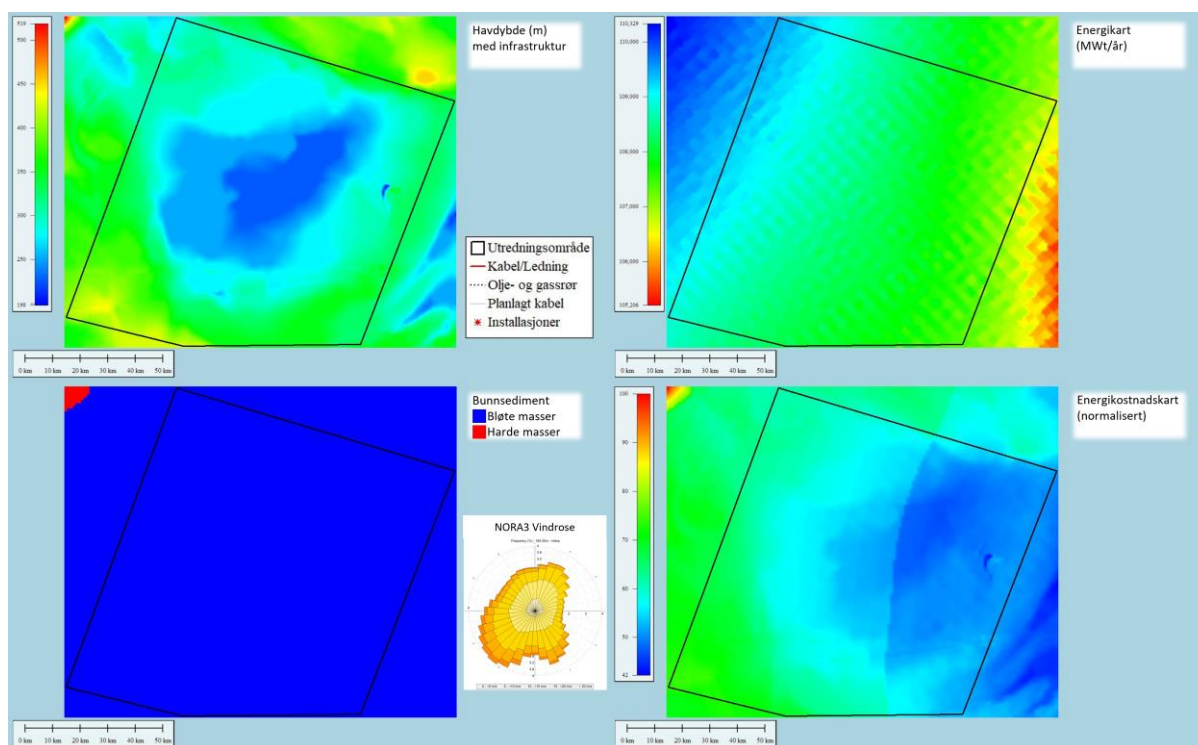
Tabell 7-12: Nettilknytning for Nordavind D – Kabelteknologi og -lengder.

	500 MW havvind	1000 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	60 km	140 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel (420 kV)	160 km	2 x 160 km
Reaktiv kompensering	Sannsynligvis behov	Sannsynligvis behov

7.5 Nordvest A

7.5.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-13.



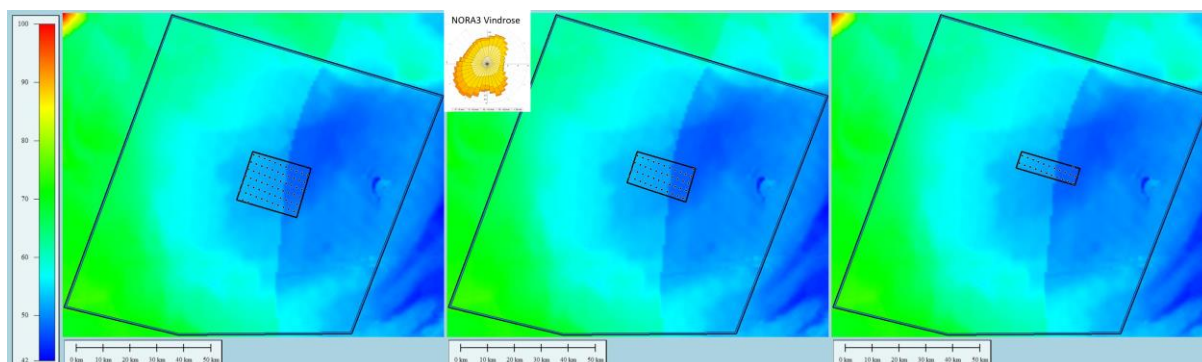
Figur 7-13: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

Som vist i Figur 7-13 over har utredningsområdet de følgende karakteristikker:

- Vanndybden i området har stor variasjon, med dybder i fra ca. 185 til 445m, som krever flytende turbinfundament. Det er et jevnt platå midt i området med dybder på cirka 250m, med dypere omkringliggende områder.
- Høyeste energi forventes i vest/nordvestlig side av planområdet og avtar mot øst.
- To undervannskabler befinner seg i området. En som passerer hele bredden av området sør for platået og en i sørvest.
- Det forventes mykt bunnsediment i hele utredningsområdet.
- Energikostnaden er lavest i østlige del av utredningsområdet (nærmere land) og langs platået i midten av utredningsområdet. Den antatte avstandsgrensen på 130 km fra land hvor flytende prosjekter vil kreve omfattende reaktiv kompensering passerer direkte over platået i midten av utredningsområdet, som diskutert i kapittel 6.2. Energikostnaden er forventet å være lik over hele platået med en transformatorstasjon øst for denne grensen.
- Vindrosen viser hovedvindretninger i fra sørvest og sørøst, med høyest frekvens i sørvestlig sektor.

7.5.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-14.



Figur 7-14: Nordvest A energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er plassert på plataået i midten av utredningsområdet. Det er valgt grunnet forholdsvis små variasjoner i dybdene i dette området med dybder mellom 225m og 265m med ca. 230m som gjennomsnitt. Planområdet har en nord/sør-orientering, med en slak helning mot nordøst for å maksimere flaten normalt på hovedvindretningen.

7.5.3 Forventet årlig energiproduksjon

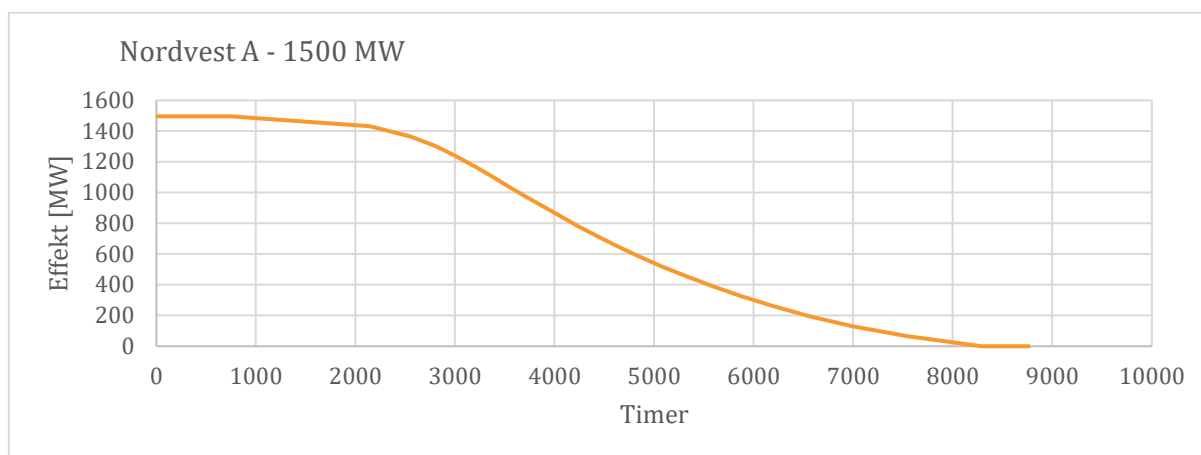
Forventet årlig energiproduksjon for området beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3 og tapfaktorer i kapittel 5.3 er presentert i Tabell 7-13.

Tabell 7-13: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energi-tetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vaketap [%]	Andre tap [%]	Netto energi-produksjon [GWh/år]	Netto kapasitets-faktor [%]	Middel-vind [m/s]
NV-A 1500 MW	1496	10,0 x 7,5	3,47	7358,6	7,82	17,9	5466,1	41,7	10,0
NV-A 1000 MW	990	10,0 x 7,5	3,47	4869,2	6,08	17,9	3701,7	42,7	10,0
NV-A 500 MW	506	10,0 x 7,5	3,47	2488,5	3,57	17,9	1954,3	44,1	10,0

7.5.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-15. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-15: Varighetskurve for Nordvest A – 1500 MW.

7.5.5 Elektrisk infrastruktur

Nordvest A er egnet for flytende havvind med dybder som varierer mellom 185 til 445 m i utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Marka transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 160 km i luftlinje fra havvindområdet. Det foreslås å transformere opp fra 132 kV til 420 kV i en flytende transformatorstasjon lokalisert i havvindområdet. Videre tilknytning med 420 kV sjøkabel fra havvindområdet til land, og 420 kV jordkabel eller luftledning fra landfallet til Marka stasjon. Grunnet lang avstand mellom havvindområdet og Marka stasjon forventes behov for reaktiv kompensering både på stasjonen i havvindområdet og ved landfallet.

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulik mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-14: Nettilknytning for Nordvest A – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvindområdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/ luftledning
185-445 m	Flytende havvind Flytende trafostasjon	Marka stasjon	Ca. 160 km	Ca. 30 km

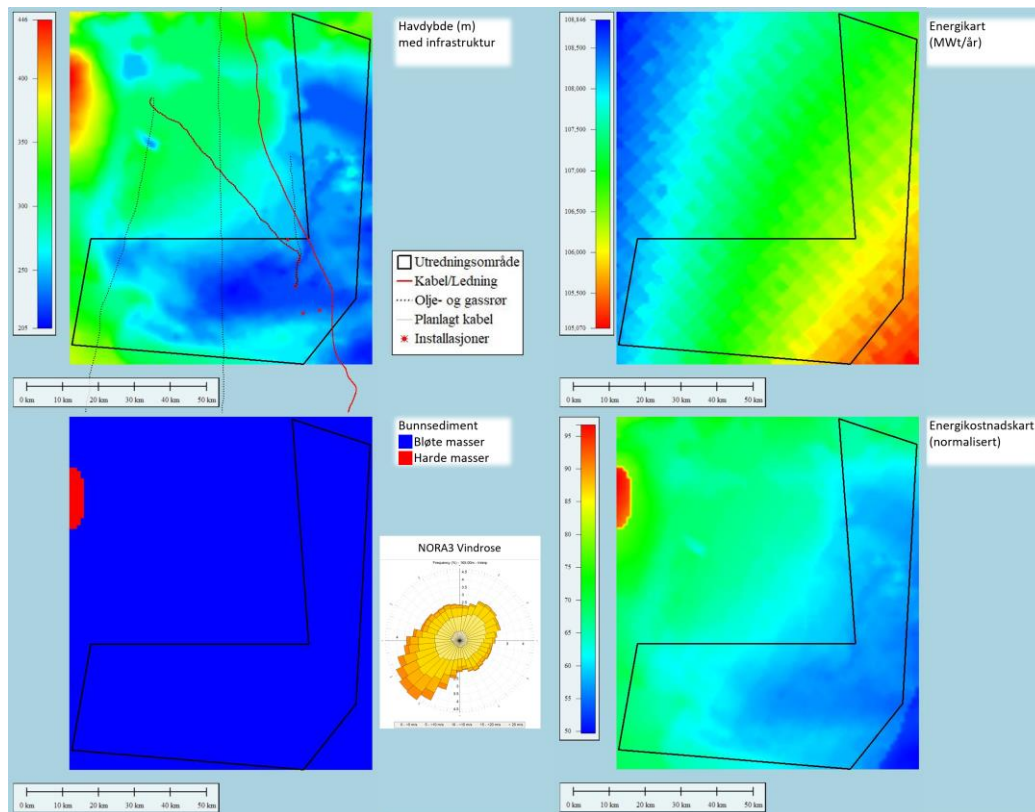
Tabell 7-15: Nettilknytning for Nordvest A – Kabelteknologi og -lengder.

	500 MW havvind	1000 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	60 km	120 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel (420 kV)	130 km	2 x 130 km
Reaktiv kompensering	Sannsynligvis behov	Sannsynligvis behov

7.6 Nordvest B

7.6.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-16.



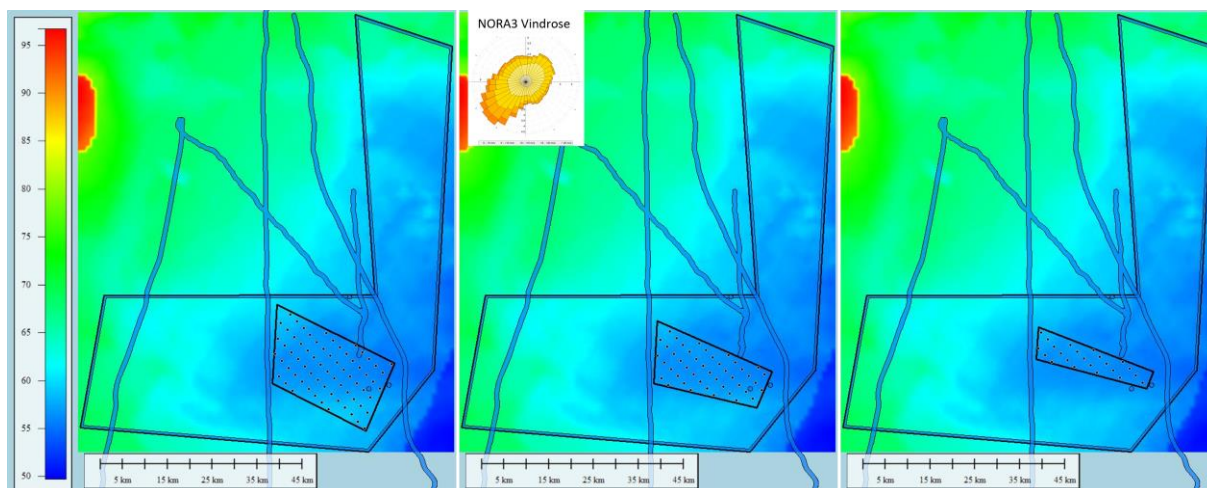
Figur 7-16: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

Som vist i Figur 7-16 over har utredningsområdet de følgende karakteristikker:

- Vanndybden i området er variert, med dybder i fra ca. 205 til 360m. Disse dybder krever flytende installasjoner. De dypeste områdene er lengst vest i utredningsområdet, med et grunnere platå med gjennomsnittlig dybde på ca. 230m mot øst i sørlig del av utredningsområdet.
- Høyeste energiutbytte forventes lengst vest i utredningsområdet.
- Det er omfattende olje- og gass-infrastruktur utenfor utredningsområdet på nordvestlig side, med noe overlappende rørledninger og brønner tilhørende Mikkell- og Halten-feltet i utredningsområdet.
- Bunn sedimentet forventes å være mykt i hele området.
- Energikostnaden forventes høyest lengst nord og vest i utredningsområdet. De laveste kostnadene er estimert på platået i sørøstlig side av området på grunn av nærhet til land.
- Gitt vindrosen er hovedvindretningen i fra sørvest.

7.6.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-17.



Figur 7-17: Nordvest B energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er plassert i sørlig del av utredningsområdet. Platået som planområdene er plassert på har mindre variasjon i dybder enn resten av området (205-270m, med gjennomsnitt 230m). Det er hensyntatt for rørledninger som passerer gjennom utredningsområdet, samt lagt bufferavstander til infrastrukturen som er innenfor planområdet for turbinplasseringene.

7.6.3 Forventet årlig energiproduksjon

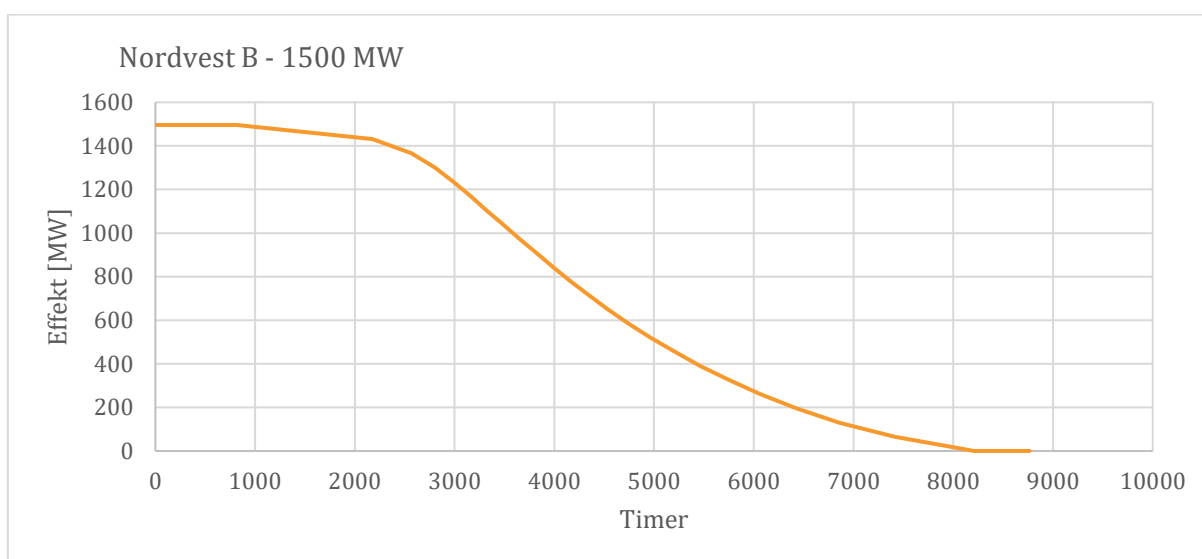
Forventet årlig energiproduksjon for området beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3 og tapfaktorer i kapittel 5.3 er presentert i Tabell 7-16.

Tabell 7-16: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energi-tetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vake-tap [%]	Andre tap [%]	Netto energi-produksjon [GWh/år]	Netto kapasitets-faktor [%]	Middel-vind [m/s]
NV-B 1500 MW	1496	10,0 x 7,5	3,49	7219,0	7,58	18,5	5336,5	40,7	9,9
NV-B 1000 MW	990	10,0 x 7,5	3,48	4776,6	6,12	18,5	3600,3	41,5	9,9
NV-B 500 MW	506	10,0 x 7,5	3,51	2443,6	3,67	18,5	1901,9	42,9	9,9

7.6.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-18. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-18: Varighetskurve for Nordvest B – 1500 MW.

7.6.5 Elektrisk infrastruktur

Nordvest B er egnet for flytende havvind med dybder som varierer mellom 205 til 360 m i utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Hofstad transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 140 km i luftlinje fra havvindområdet. Det foreslås å transformere opp fra 132 kV til 420 kV i en flytende transformatorstasjon lokalisert i havvindområdet. Videre tilknytning med 420 kV sjøkabel fra havvindområdet til land, og 420 kV jordkabel eller luftledning fra landfallet til Hofstad stasjon. Grunnet lang avstand mellom havvindområdet og Hofstad stasjon forventes behov for reaktiv kompensering både på stasjonen i havvindområdet og ved landfallet.

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulike mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-17: Nettilknytning for Nordvest B – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvindområdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/ luftledning
205-360 m	Flytende havvind Flytende trafostasjon	Hofstad stasjon	Ca. 140 km	Ca. 5 km

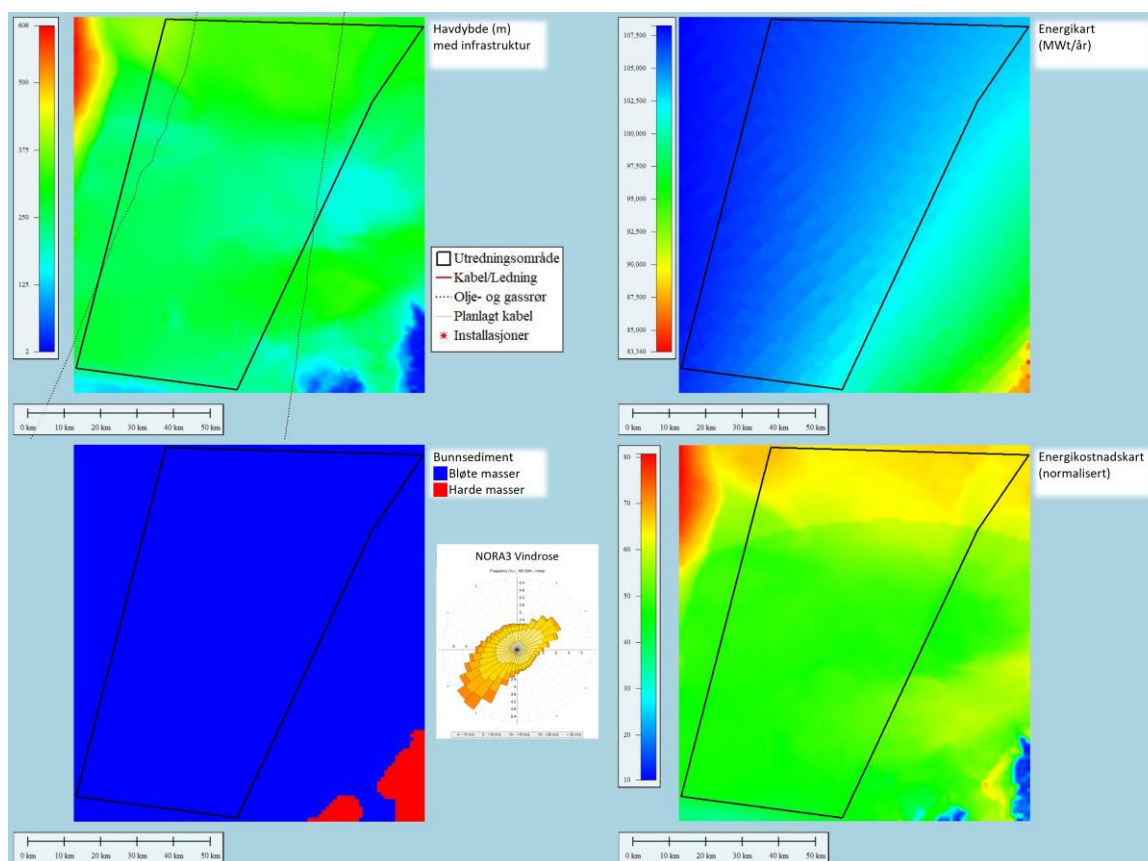
Tabell 7-18: Nettilknytning for Nordvest B – Kabelteknologi og -lengder.

	500 MW havvind	1000 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	60 km	130 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel (420 kV)	165 km	2 x 165 km
Reaktiv kompensering	Sannsynligvis behov	Sannsynligvis behov

7.7 Nordvest C

7.7.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-19.



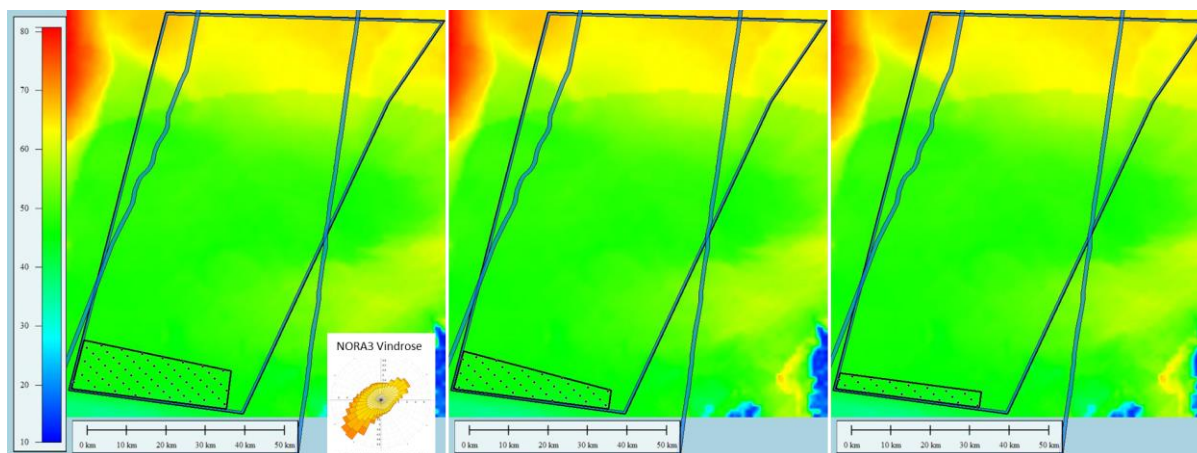
Figur 7-19: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

Som vist i Figur 7-19 over har utredningsområdet de følgende karakteristikker:

- Vanndybden varierer gjennom området med det grunneste partiet midt i utredningsområdet. Sørlig del har et platå med lavere variasjon på om lag 270m i gjennomsnitt. Lengst nord i planområdet er det opp til 400m dypt. Dybder varierer i fra ca. 150 til 400m, med ingen lokasjoner egnet for bunnfaste installasjoner kreves det flytende turbinfundament.
- Høyest energi er å finne langs den vestlige grensen av utredningsområdet og avtar mot øst.
- Det er to aktive gassledninger som passerer igjennom utredningsområdet fra nord til sør.
- Det forventes mykt bunnsedimentet i hele utredningsområdet.
- Energikostnaden er noenlunde lik over store deler av utredningsområdet med en økning i forventet energikostnad i nordlig del av området, ettersom det passerer grensen på 130 km fra landfall punkt for nettilknytning.
- Vindrosen viser en tydelig hovedvindretning i fra sørvest.

7.7.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-20.



Figur 7-20: Nordvest C energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er plassert langs den sørlige grensen med havdybder på 190-280m. Lenger nord i utredningsområdet er havdybdene noe grunnere, men på grunn av bufferavstander til aktive rørledninger ville dette presset delområdet lenger øst, noe som ville redusert energiproduksjonen. Det sørlige alternativet er derfor å foretrekke fordi det gir en tilsvarende forventet energikostnad, men med høyere total energiproduksjon.

7.7.3 Forventet årlig energiproduksjon

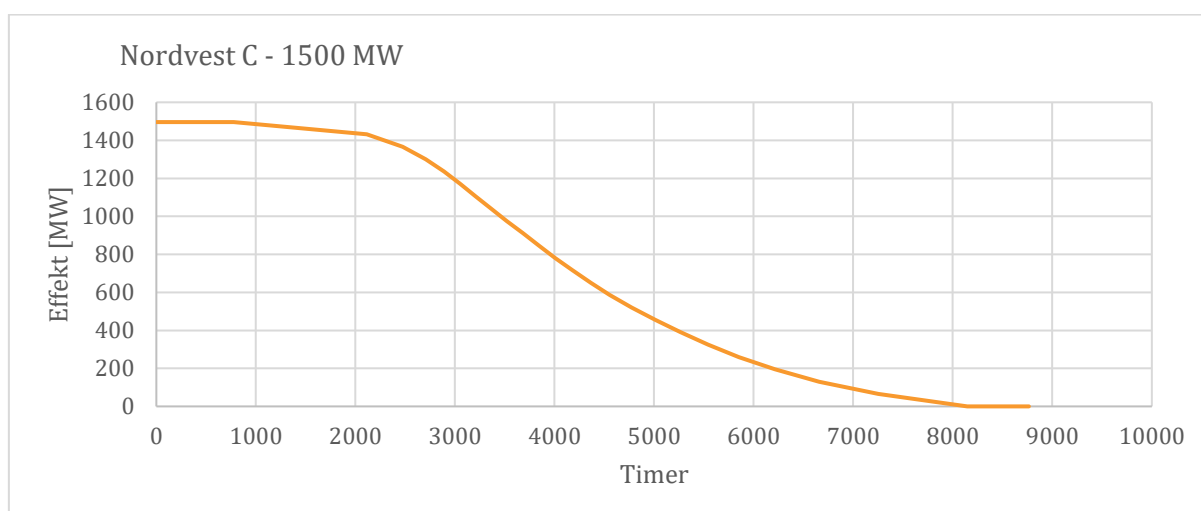
Forventet årlig energiproduksjon for området beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3 og tapfaktorer i kapittel 5.3 er presentert i Tabell 7-19.

Tabell 7-19: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energi-tetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vaketap [%]	Andre tap [%]	Netto energi-produksjon [GWh/år]	Netto kapasitets-faktor [%]	Middel-vind [m/s]
NV-C 1500 MW	1496.00	10,0 x 7,5	3,47	7025,3	6,63	16,0	5435,2	41,5	10,0
NV-C 1000 MW	990.00	10,0 x 7,5	3,48	4651,4	4,81	16,0	3683,6	42,5	10,0
NV-C 500 MW	506.00	10,0 x 7,5	3,51	2373,4	2,62	16,0	1931,4	43,6	10,0

7.7.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-21. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-21: Varighetskurve for Nordvest C – 1500 MW.

7.7.5 Elektrisk infrastruktur

Nordvest C er egnet for flytende havvind med dybder som varierer mellom 150 til 400 m i utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Fræna transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 60 km i luftlinje fra havvindområdet.

For 500 MW havvind foreslås overføring med 132 kV fra havvindområdet til Fræna transformatorstasjon uten transformering til havs. De generelle beregningene angir at 500 MW kan overføres via tre kabler ved 132 kV. Det forventes behov for reaktiv kompensering ved stasjonen.

For 1000 MW havvind foreslås det å transformere opp fra 132 kV til 420 kV i en flytende transformatorstasjon lokalisert i havvindområdet. Videre tilknytning med 420 kV sjøkabel fra havvindområdet til land, og 420 kV jordkabel eller luftledning fra landfallet til Fræna stasjon. Det forventes behov for reaktiv kompensering ved stasjonen.

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulike mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-20: Nettilknytning for Nordvest C – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvindo- mrådets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/ luftledning
150-400 m	Flytende havvind Flytende trafostasjon (1000 MW)	Fræna stasjon	Ca. 60 km	Ca. 5 km

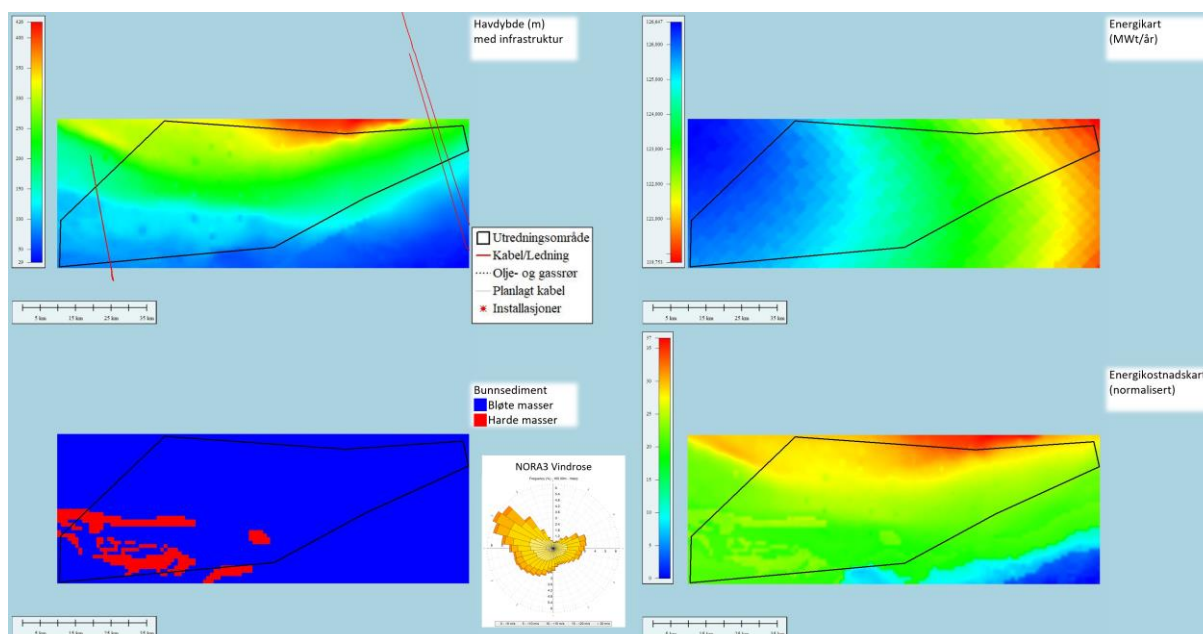
Tabell 7-21: Nettilknytning for Nordvest C – Kabelteknologi og -lengder.

	500 MW havvind	1000 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 132 kV eksportkabling	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	70 km	135 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel	3 x 60 km (132 kV)	2 x 60 km (420 kV)
Reaktiv kompensering	Sannsynligvis behov	Sannsynligvis behov

7.8 Sønnnavind A

7.8.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-22.



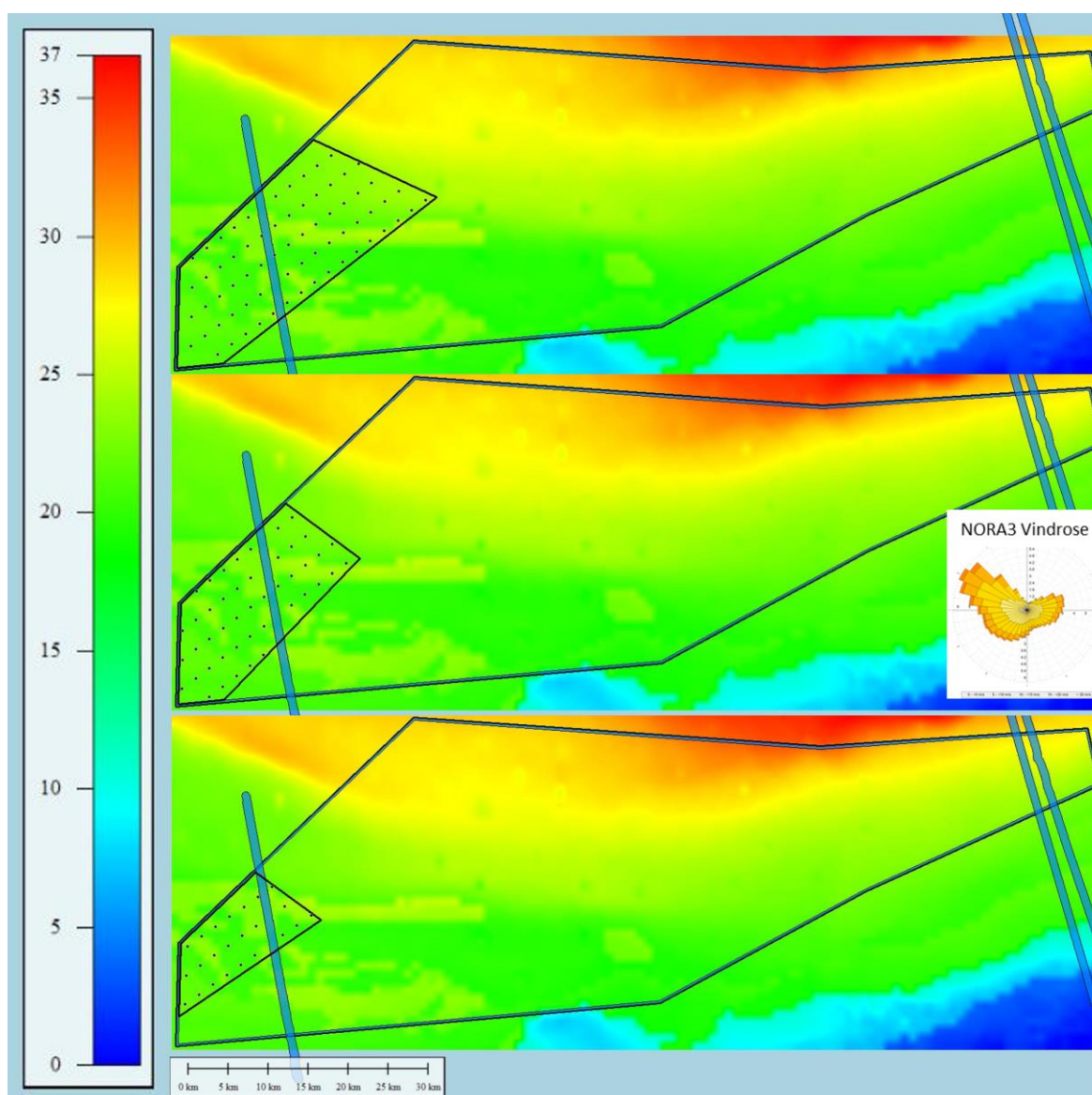
Figur 7-22: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

Som vist i Figur 7-22 over har utredningsområdet de følgende karakteristikker:

- Utredningsområdet har stor variasjon i dybder, med 68m i sør til ca. 385m i nord. Med gjennomsnittlig dybde over området på 198m. Området forventes å kreve flytende fundament i alle turbinlokasjoner.
- Høyeste energiutbytte forventes i den nordvestlige delen av utredningsområdet og med en gradvis reduksjon mot øst.
- En kraftledning går i nord-sør retning gjennom den vestlige delen av utredningsområdet.
- Bunnsedimentet er hovedsakelig mykt, men det finnes hardere partier i sør og sørvestlige områder.
- Energiforbruket er relativt like i den sørlige og midtre delen av utredningsområdet, men det forventes noe høyere kostnader lengst nord. Kostnadsøkningen for det harde bunnsedimentet i den østlige delen av utredningsområdet ble kompensert for med høyere energi og grunnere dybder i dette området.
- Vindrosen viser at hovedvindretningen kommer fra nordvest.

7.8.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-23.



Figur 7-23: Sønnnavind A energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (topp), 1000 MW (midt) og 500 MW (bunn). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er plassert lengst vest i området, langs den nordvestlige grensen. Havdybdene i dette området varierer i fra 78-217m med gjennomsnitt på 133m. Lengre øst langs den sørlige grensen i området finnes lignende energikostnader, og ingen infrastruktur, men med lavere tilgjengelig energi. Grunnet dette er vestlig plassering valgt. Deler av området nær eller over 100 m ble prioritert for å unngå klassifisering som «flytende-utfordrende» (som definert i kapittel 3.4.2) Turbinene er plassert i en nordøst/sørvest-akse for å maksimere flaten vinkelrett på hovedvindretning. Turbinplasseringene hensyntar kraftledningen igjennom området.

7.8.3 Forventet årlig energiproduksjon

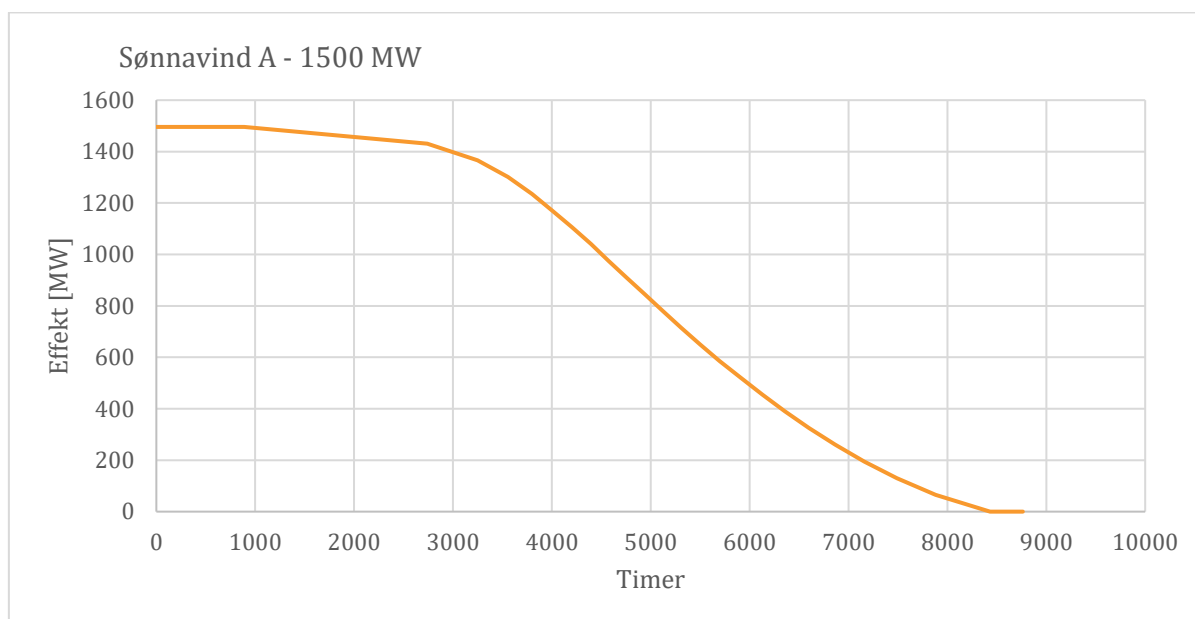
Forventet årlig energiproduksjon for området beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3 og tapfaktorer i kapittel 5.3 er presentert i Tabell 7-22.

Tabell 7-22: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energitetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vaketap [%]	Andre tap [%]	Netto energiproduksjon [GWh/år]	Netto kapasitetsfaktor [%]	Middelvind [m/s]
SØ-A 1500 MW	1496	10,0 x 7,5	3,48	8425,8	6,45	13,2	6770,3	51,7	10,9
SØ-A 1000 MW	990	10,0 x 7,5	3,48	5575,4	5,09	13,2	4555,8	52,5	10,9
SØ-A 500 MW	506	10,0 x 7,5	3,54	2849,5	3,61	13,2	2370,4	53,5	10,9

7.8.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-24. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-24: Varighetskurve for Sønnavind A – 1500 MW.

7.8.5 Elektrisk infrastruktur

Sønnavind A er egnet for flytende havvind med dybder som varierer fra 68 m i den sørlige delen til 385 m i den nordlige delen av utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Stemmen transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 105 km i luftlinje fra havvindområdet. Det foreslås å transformere opp fra 132 kV til 420 kV i en flytende transformatorstasjon lokalisert i havvindområdet. Videre tilknytning med 420 kV sjøkabel fra havvindområdet til land, og 420 kV jordkabel eller luftledning fra landfallet til Stemmen stasjon. Grunnet lang avstand mellom havvindområdet og Stemmen stasjon forventes behov for reaktiv kompensering ved landfallet.

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulike mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-23: Nettilknytning for Sønnavind A – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvindområdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/luftledning
68-385 m	Flytende havvind Flytende trafostasjon	Stemmen stasjon	Ca. 105 km	Ca. 25 km

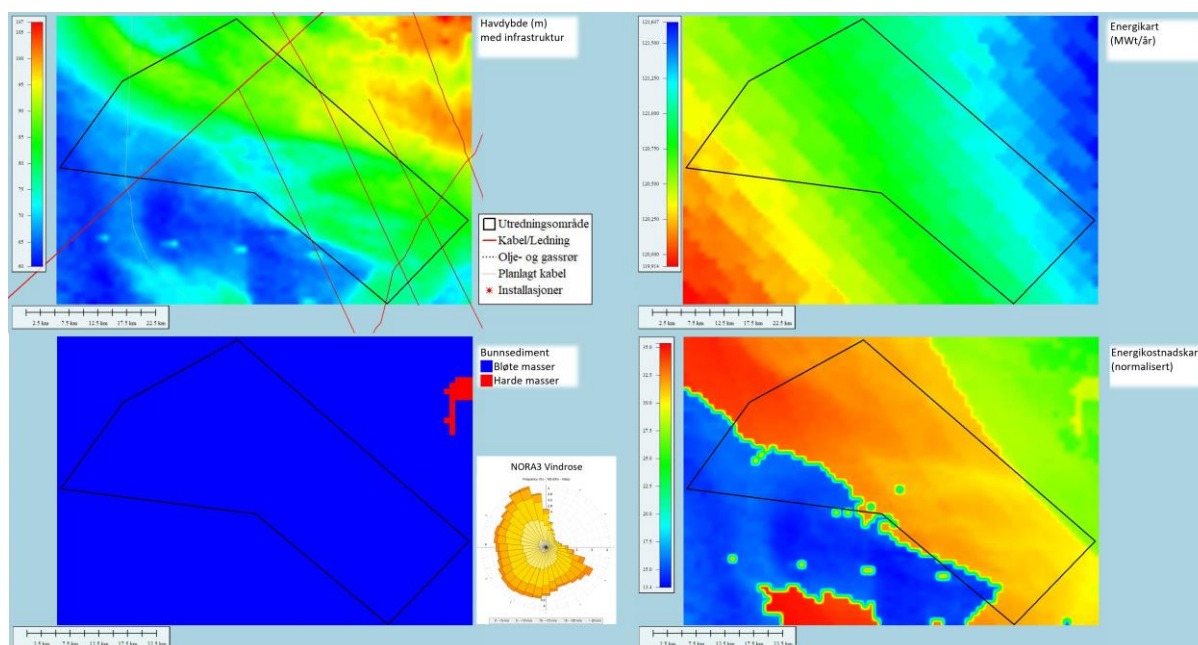
Tabell 7-24: Nettilknytning for Sønnavind A – Kabelteknologi og -lengder.

	500 MW havvind	1000 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	55 km	130 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel (420 kV)	85 km	2 x 85 km
Reaktiv kompensering	Sannsynligvis behov	Sannsynligvis behov

7.9 Sørvest A

7.9.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-25.



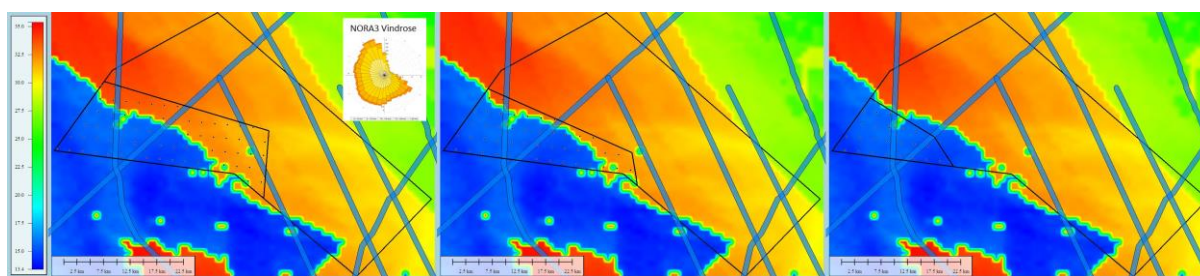
Figur 7-25: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

Som vist i Figur 7-25 over har utredningsområdet de følgende karakteristikker:

- Vanndybden i området varierer mellom ca. 60-95m, med gjennomsnitt på rundt 80m. Dybdene er for det meste egnet for bunnfaste installasjoner, med noen flytende turbinfundamenter lengst nordøst.
- Forventet energi i området viser liten variasjon, men er høyest i østlig del av området og avtar vestover.
- Det går kraftledninger langs havbunnen flere steder i utredningsområdet. Spesielt utstrakt i østlig del av området.
- Bunnsedimentet forventes å være mykt over hele området.
- Energitransportkostnadene er lavest i vest, der dybdene er mindre og forholdene derfor er gunstigere.
- Vindrosen viser hovedsakelig vind fra vestlige retninger, men det er også noe vind fra flere ulike retninger (Omnidireksjonelt).

7.9.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-26.



Figur 7-26: Sørvest A energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er lokalisert lengst vest i utredningsområdet, der havdybdene er de grunneste, mellom 60 og 80 meter, med et gjennomsnitt på rundt 70 meter. Dette gjør det mulig å feste de fleste turbinene på havbunnen, noe som reduserer kostnadene betydelig, som vist i energikostnadskartet. Figur 7-26 viser havdybdene og overgangen mellom områder med mindre enn 70 meter dybde og de som er dypere enn 80 meter. Som vist i figuren vil alle turbinene i Alternativ 3 (500 MW) være bunnfaste. I Alternativ 2 (1000 MW) vil noen turbinlokasjoner være i grenseland (mellom 70 og 80 meter) og kreve ytterligere utredning for avgjørelse. Alternativ 1 (1500 MW) vil ha flere turbinlokasjoner på mer enn 80 meters dybde, og derfor antas det at Alternativ 1 vil være et hybridprosjekt.

7.9.3 Forventet årlig energiproduksjon

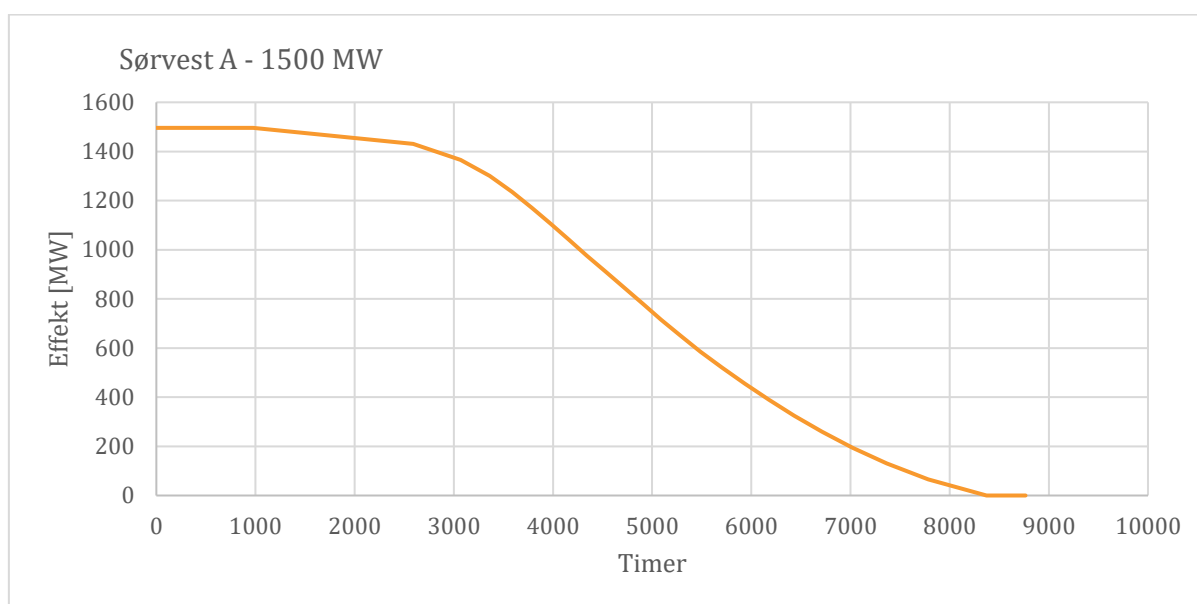
Forventet årlig energiproduksjon for området beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3 og tapfaktorer i kapittel 5.3 er presentert i Tabell 7-25.

Tabell 7-25: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energitetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vaketap [%]	Andre tap [%]	Netto energi-produksjon [GWh/år]	Netto kapasitets-faktor [%]	Middel-vind [m/s]
SV-A 1500 MW	1496	8,8 x 8,5	3,48	8091,6	5,99	13,9	6481,8	49,5	10,8
SV-A 1000 MW	990	9,0 x 8,9	3,48	5352,7	4,89	13,9	4346,8	50,1	10,8
SV-A 500 MW	506	9,0 x 9,0	3,50	2733,9	3,80	13,9	2250,0	50,8	10,7

7.9.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-27. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale aksens.



Figur 7-27: Varighetskurve for Sørvest A – 1500 MW.

7.9.5 Elektrisk infrastruktur

Sørvest A er for det meste egnet for bunnfaste havvindturbiner med noen flytende turbiner lengst nordøst, med dybder som varierer fra 60 m til 95 m i utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Fagrafjell transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 170 km i luftlinje fra havvindområdet. Det foreslås likestrømovertføring med spenningsnivå 525 kV som muliggjør hybride tilknytninger med eventuell integrasjon i et masket nett. Kraften omformes fra 132 kV vekselstrøm fra havvindturbinene til 525 kV likestrøm i en bunnfast omformerstasjon lokalisert i havvindområdet. Det antas at omformerstasjonen plasseres i deler av havvindområdet som er grunnere enn 70 m. Videre tilknytning med 525 kV HVDC sjøkabel fra havvindområdet til land, og 525 kV HVDC jordkabel eller luftledning fra landfallet til Fagrafjell stasjon.

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulike mengder kraftproduksjon.

Tabell 7-26: Nettilknytning for Sørvest A – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvind- områdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/ luftledning
68-95 m	Flytende og bunnfast havvind Bunnfast omformerstasjon	Fagrafjell stasjon	Ca. 170 km	Ca. 15 km

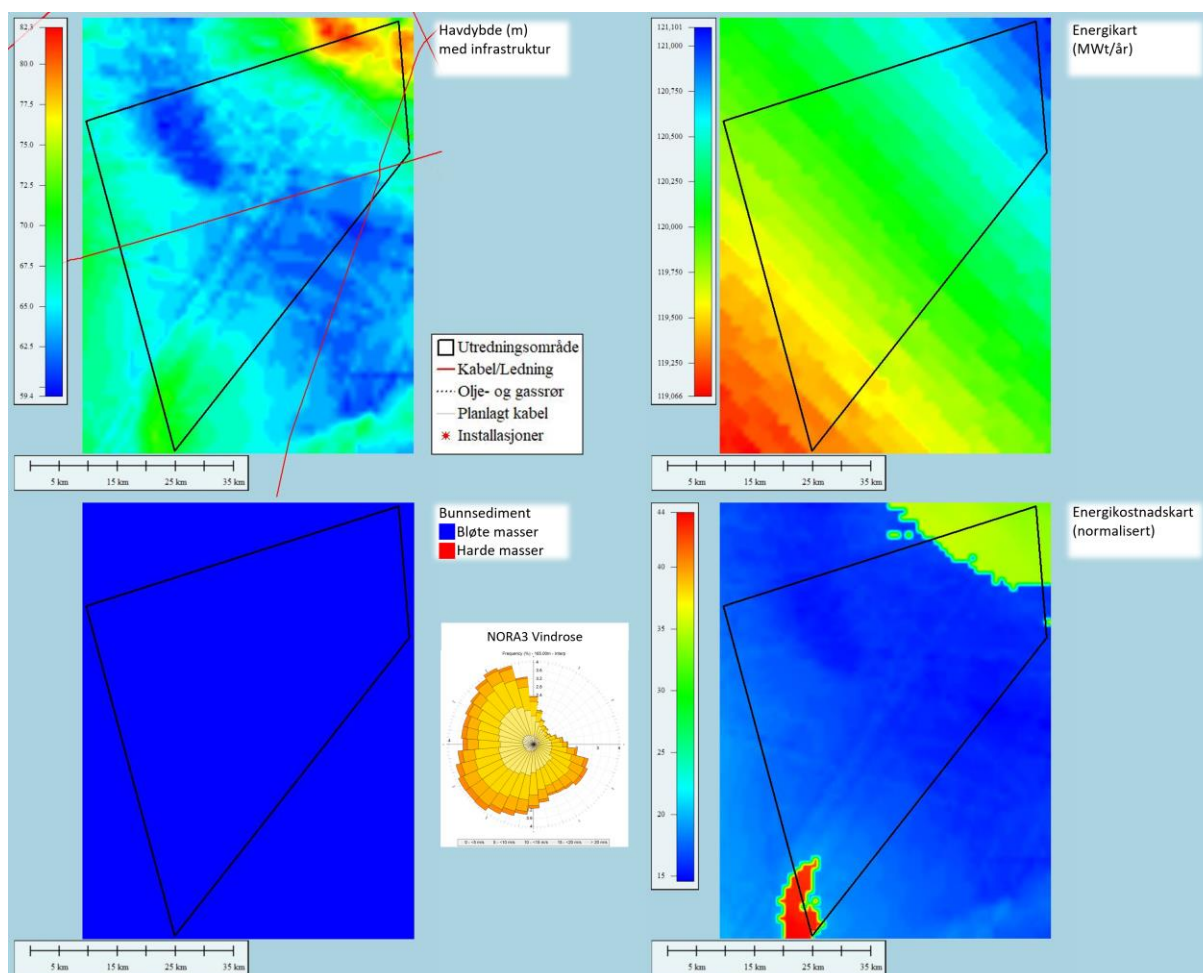
Tabell 7-27: Nettilknytning for Sørvest A – Kabelteknologi og -lengder.

	1000 MW havvind	1500 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 525 kV HVDC eksportkabling	132 kV internkabling 525 kV HVDC eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	165 km	255 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel (525 kV HVDC)	155 km (+metallisk retur)	2 x 155 km (+metallisk retur)

7.10 Sørvest B

7.10.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-28.



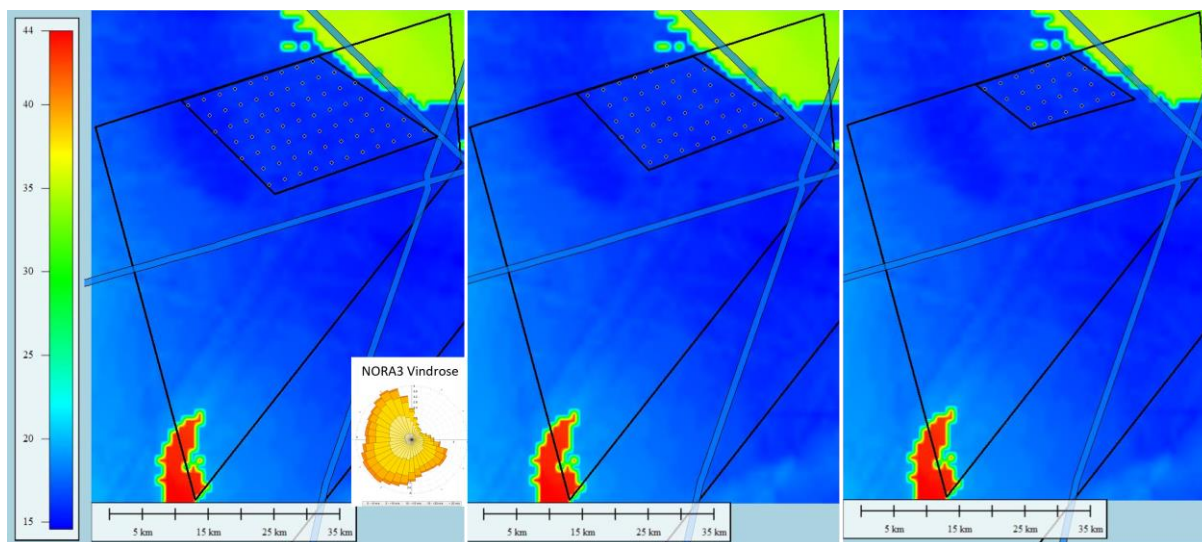
Figur 7-28: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

Som vist i Figur 7-28 over har utredningsområdet de følgende karakteristikker:

- Vanndybden i området varierer i fra ca. 60 til 80 meter, med en gjennomsnittlig dybde på rundt 65 meter. Dybdene er godt egnet for bunnfaste installasjoner.
- Høyst energiutbytte forventes i nordøst, med en gradvis reduksjon mot sørvest.
- Totalt tre undervannskabler passerer utredningsområdet. En kraftkabel går over hele bredden ca. midt i utredningsområdet i øst/vest retning.
- Det forventes mykt bunnsediment i hele utredningsområdet.
- Energitilgangene er relativt like over hele området, med unntak av en økning i nordøst på grunn av dypere vannforhold.
- Vindrosen viser hovedsakelig vind fra vestlige retninger, spesielt fra nordvest, men det er også noe vind fra flere ulike retninger (Omnidireksjonelt).

7.10.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-29.



Figur 7-29: Sørvest B energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er plassert langs den nordlige grensen av utredningsområde, ca. midt mellom det nordøstlige og nordvestlige hjørnet. Havdybdene i dette området er fra 60 til 70 meter. Denne plasseringen maksimerer tilgjengelig energi, men samtidig holder seg innenfor dybder som tillater bunnfast installasjon for å redusere kostnadene. Turbinene er plassert med en slak vestlig helning for å maksimere normalflaten mot hovedvindretningen fra nordvest.

7.10.3 Forventet årlig energiproduksjon

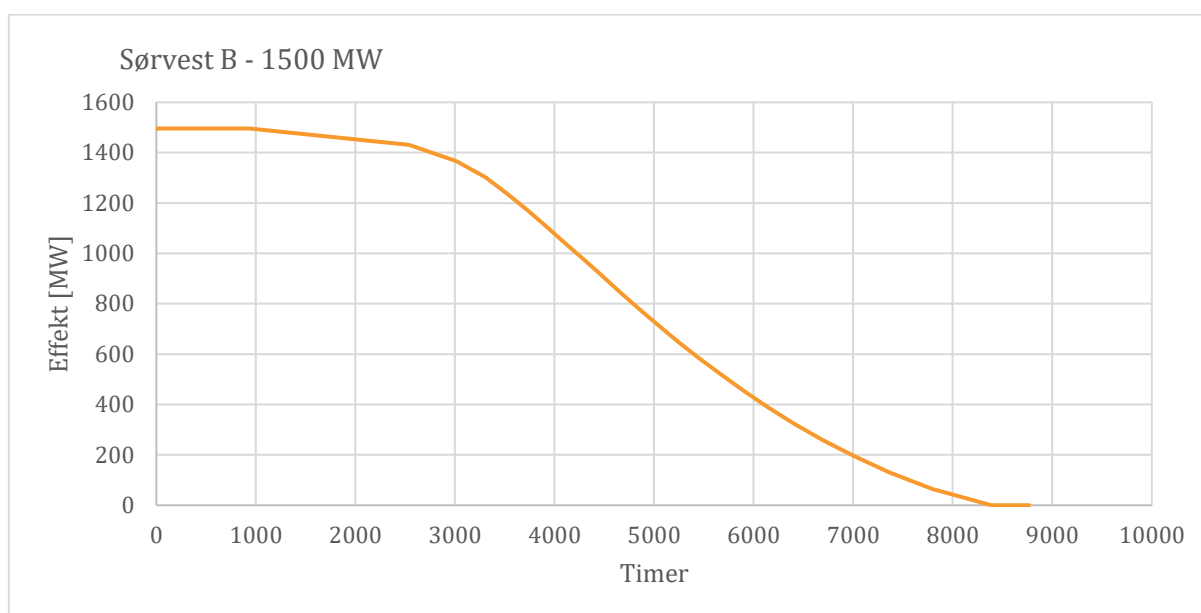
Forventet årlig energiproduksjon for området beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3 og tapfaktorer i kapittel 5.3 er presentert i Tabell 7-28.

Tabell 7-28: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energitetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vaketap [%]	Andre tap [%]	Netto energi-produksjon [GWh/år]	Netto kapasitets-faktor [%]	Middel-vind [m/s]
SV-B 1500 MW	1496	9,0 x 8,8	3,50	8088,1	6,70	14,7	6357,3	48,5	10,7
SV-B 1000 MW	990	9,0 x 9,0	3,47	5353,5	5,51	14,7	4271,7	49,3	10,7
SV-B 500 MW	506	9,0 x 9,0	3,51	2736,9	3,85	14,7	2229,2	50,3	10,7

7.10.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-30. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-30: Varighetskurve for Sørvest B – 1500 MW.

7.10.5 Elektrisk infrastruktur

Sørvest B er egnet for bunnfaste havvindturbiner med dybder fra ca. 60 til 80 m innenfor utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Fagrafjell transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 190 km i luftlinje fra havvindområdet. Det foreslås likestrømovertføring med spenningsnivå 525 kV som muliggjør hybride tilknytninger med eventuell integrasjon i et masket nett. Kraften omformes fra 132 kV vekselstrøm fra havvindturbinene til 525 kV likestrøm i en bunnfast omformerstasjon lokalisert i havvindområdet. Videre tilknytning med 525 kV HVDC sjøkabel fra havvindområdet til land, og 525 kV HVDC jordkabel eller luftledning fra landfallet til Fagrafjell stasjon.

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulik mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-29: Nettilknytning for Sørvest B – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvindområdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/ luftledning
60-80 m	Bunnfast havvind Bunnfast omformerstasjon	Fagrafjell stasjon	Ca. 190 km	Ca. 15 km

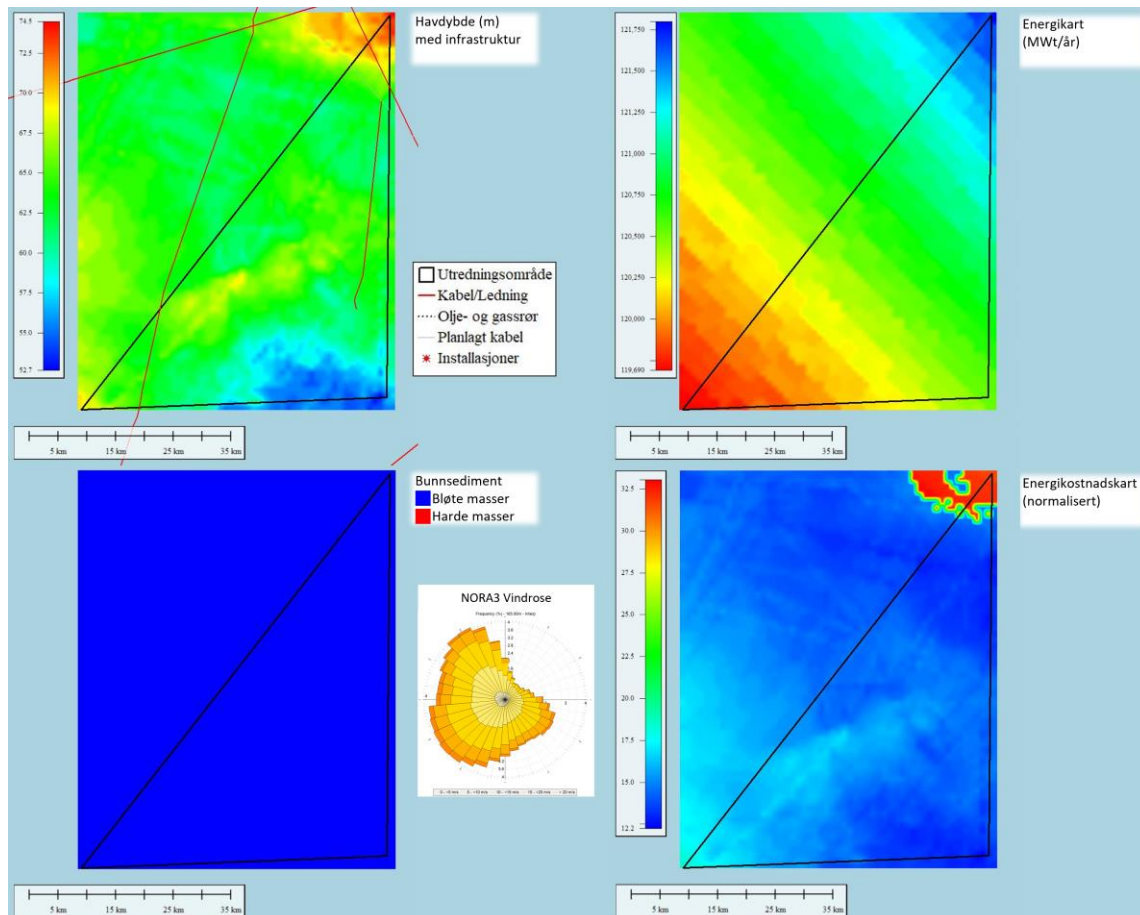
Tabell 7-30: Nettilknytning for Sørvest B – Kabelteknologi og -lengder.

	1000 MW havvind	1500 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 525 kV HVDC eksportkabling	132 kV internkabling 525 kV HVDC eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	125 km	205 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel (525 kV HVDC)	175 km (+metallisk retur)	2 x 175 km (+metallisk retur)

7.11 Sørvest C

7.11.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-31.



Figur 7-31: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

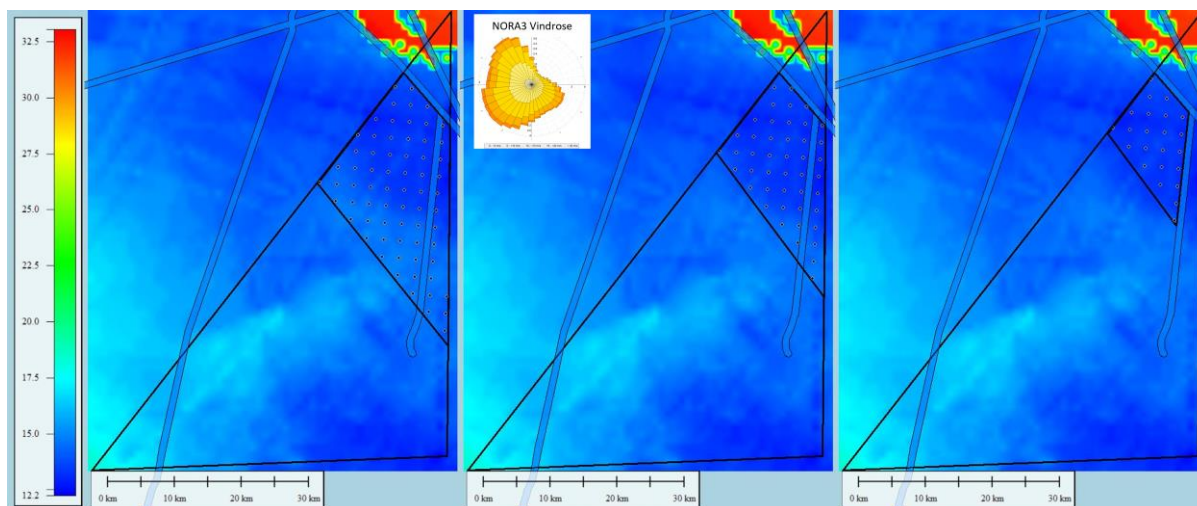
Som vist i Figur 7-31 over har utredningsområdet de følgende karakteristikker:

- Vanndybdene i utredningsområdet er forholdsvis jevne, med dybder mellom ca. 50-75 meter. Gjennomsnittet for hele området er 62 meter. Disse dybdene er godt egnet for bunnfaste fundamenter.
- Høyeste energiutbytte forventes lengst nordøst i utredningsområdet og avtar mot sørvest.
- Det er totalt tre undervannskabler enten planlagt eller i bruk som passerer utredningsområdet. Grunnet bunnfast fundamentering har de mindre påvirkning på turbinplasseringene ettersom ankring ikke er nødvendig.
- Bunnsedimentet er forventet mykt over hele utredningsområdet.
- Energikostnadene er noenlunde like over hele området, med en forhøyning lengst nordøst i området grunnet at dybdene i dette området overskrider 70 meter, som er satt som grense mellom bunnfast og flytende fundamentering.

- Vindrosen viser en hovedvekt mot vestlige sektorer med noe fra sørøst. Lite vind i fra nordøstlige sektorer.

7.11.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-32.



Figur 7-32: Sørvest C energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er lagt med nordøstlig grense inntil buffersonen til undervannskablene i et område med dybder på ca. 60-65 meter. Denne plasseringen balanserer tilgjengelig energi i området mot å unngå konflikt med infrastruktur og å ikke ha et for smalt planområde, slik at det er plass til flere rader. Ved å ha et enda smalere planområde ville man hatt mindre vaketap imellom radene i vindparken, men samtidig ville området strukket seg lengre sør, mot deler av utredningsområdet med lavere tilgjengelig energi.

7.11.3 Forventet årlig energiproduksjon

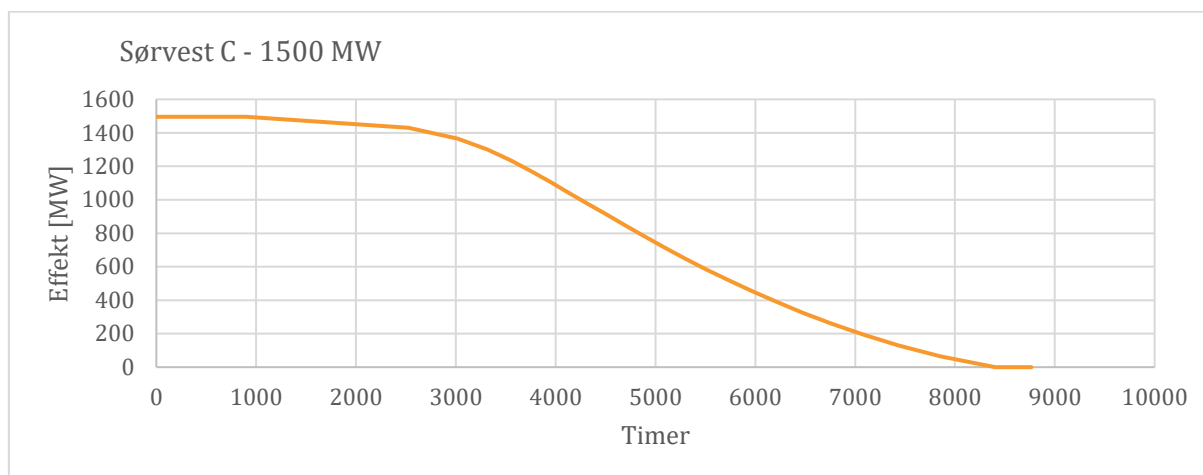
Forventet årlig energiproduksjon for området beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3 og tapfaktorer i kapittel 5.3 er presentert i Tabell 7-31.

Tabell 7-31: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energitetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vaketap [%]	Andre tap [%]	Netto energiproduksjon [GWh/år]	Netto kapasitetsfaktor [%]	Middelvind [m/s]
SV-C 1500 MW	1496	8,9 x 8,8	3,50	8155,8	6,71	13,2	6532,3	49,8	10,7
SV-C 1000 MW	990	8,9 x 8,8	3,49	5399,9	5,63	13,2	4383,0	50,5	10,7
SV-C 500 MW	506	9,0 x 9,0	3,56	2760,2	3,83	13,2	2290,1	51,7	10,7

7.11.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-33. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-33: Varighetskurve for Sørvest C – 1500 MW.

7.11.5 Elektrisk infrastruktur

Sørvest C er egnet for bunnfaste havvindturbiner med dybder fra ca. 50 til 75 m innenfor utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Fagrafjell transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 195 km i luftlinje fra havvindområdet. Det foreslås likestrømoeverføring med spenningsnivå 525 kV som muliggjør hybride tilknytninger med eventuell integrasjon i et masket nett. Kraften omformes fra 132 kV vekselstrøm fra havvindturbinene til 525 kV likestrøm i en bunnfast omformerstasjon lokalisert i havvindområdet. Videre tilknytning med 525 kV HVDC sjøkabel fra havvindområdet til land, og 525 kV HVDC jordkabel eller luftledning fra landfallet til Fagrafjell stasjon.

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulike mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-32: Nettilknytning for Sørvest C – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvind-områdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/luftledning
50-75 m	Bunnfast havvind Bunnfast omformerstasjon	Fagrafjell stasjon	Ca. 195 km	Ca. 15 km

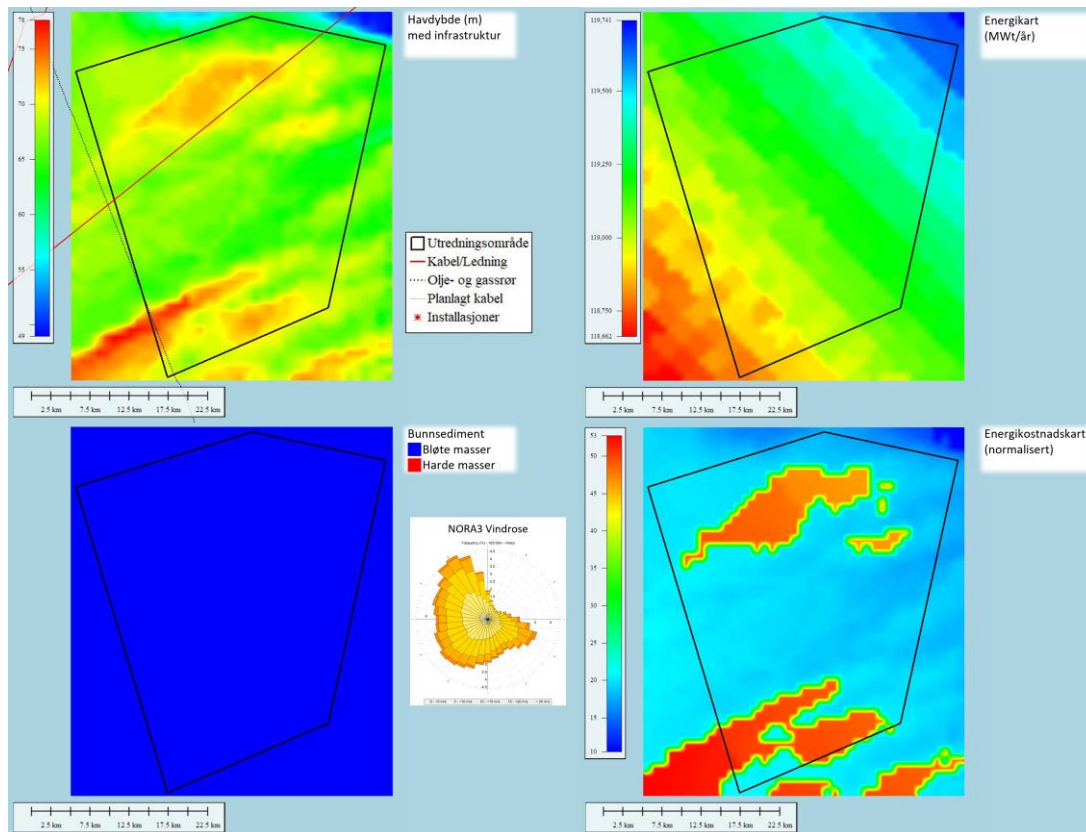
Tabell 7-33: Nettilknytning for Sørvest C – Kabelteknologi og -lengder.

	1000 MW havvind	1500 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 525 kV HVDC eksportkabling	132 kV internkabling 525 kV HVDC eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	125 km	195 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel (525 kV HVDC)	175 km (+metallisk retur)	2 x 175 km (+metallisk retur)

7.12 Sørvest D

7.12.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-34.



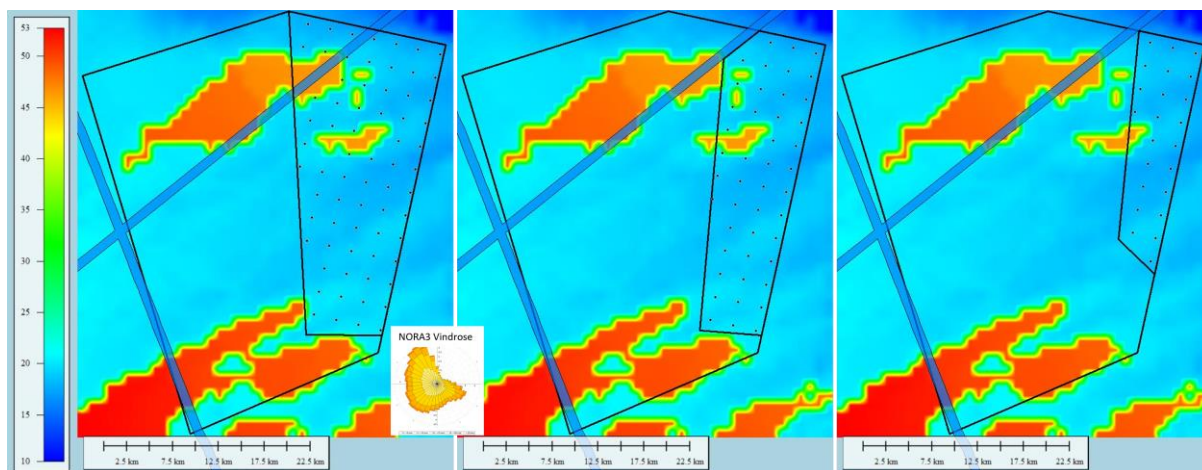
Figur 7-34: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

Som vist i Figur 7-34 over har utredningsområdet de følgende karakteristikker:

- Vanndybdene i området er jevne, med ca. 60-75 meter dybder og 68m gjennomsnitt over hele utredningsområdet. Dette området er godt egnet for bunnfaste fundamenter.
- Høyeste energiutbytte forventes lengst nordøst i utredningsområdet og avtar noe mot sørvest.
- Det er totalt fire undervannskabler som passerer igjennom utredningsområdet, hvorav kun én av disse fortsatt er i bruk. De tre resterende er derfor ikke hensyntatt i forhold til bufferavstander.
- Det er forventet mykt bunnsediment i hele utredningsområdet.
- Energi kostnaden er forventet like over store deler av utredningsområdet med unntaket av noen partier i midtre parti i nord og langs den sørlige grensen. Dette er grunnet at havdybdene passerer 70 meter i disse områdene og derfor har en økning i forventet kostnad i modellen.
- Vindrosen viser en hovedvekt av vind i fra vestlige sektorer, med et unntak fra øst-sørøst, hvor det er noe sterkere vind fra en smal sektor. Lite vind i fra nordøstlige sektorer.

7.12.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-35.



Figur 7-35: Sørvest D energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er lagt langs østlig grense av utredningsområdet for best utnyttelse av tilgjengelig energi. Det er ikke plassert turbiner i delene av området som overstiger 70m for å unngå hybridløsning på fundamentering. Planområdet strekker seg fra nord til sør for å ha størst mulig vestlig flate for å ha best utnyttelse av vind fra vestlige sektorer.

7.12.3 Forventet årlig energiproduksjon

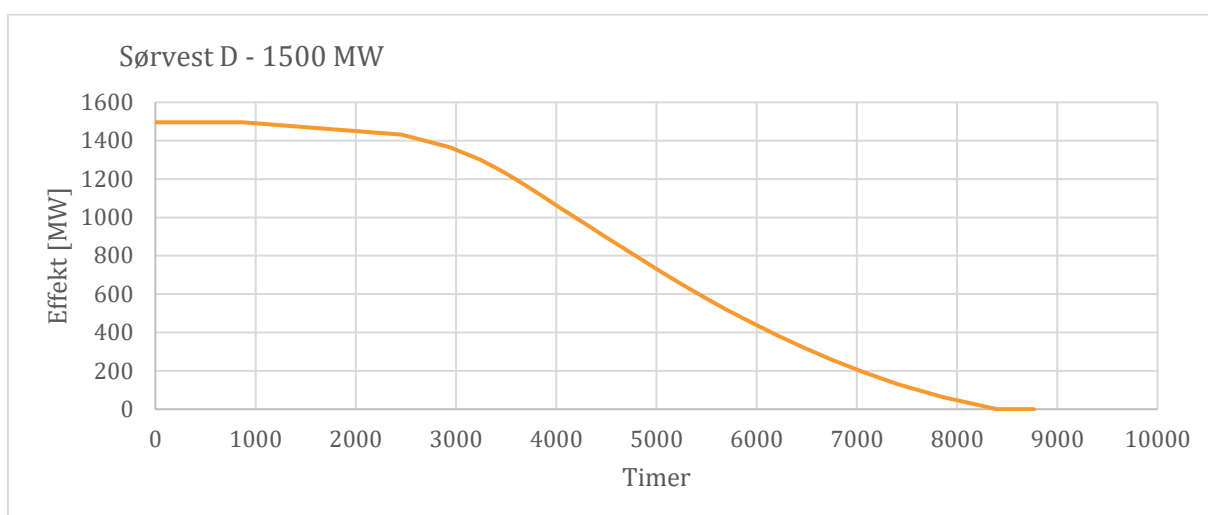
Forventet årlig energiproduksjon for området beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3 og tapfaktorer i kapittel 5.3 er presentert i Tabell 7-34.

Tabell 7-34: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energi-tetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vaketap [%]	Andre tap [%]	Netto energi-produksjon [GWh/år]	Netto kapasitets-faktor [%]	Middel-vind [m/s]
SV-D 1500 MW	1496	8,9 x 8,7	3,49	8077,9	6,70	14,1	6397,8	48,8	10,6
SV-D 1000 MW	990	9,0 x 9,0	3,48	5347,0	5,08	14,1	4321,3	49,8	10,6
SV-D 500 MW	506	9,0 x 9,0	3,51	2734,3	3,48	14,1	2253,5	50,8	10,6

7.12.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-36. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-36: Varighetskurve for Sørvest D – 1500 MW.

7.12.5 Elektrisk infrastruktur

Sørvest D er egnet for bunnfaste havvindturbiner med dybder fra ca. 60 til 75 m innenfor utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Stemmen transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 290 km i luftlinje fra havvindområdet. Det foreslås likestrømoeverføring med spenningsnivå 525 kV som muliggjør hybride tilknytninger med eventuell integrasjon i et masket nett. Kraften omformes fra 132 kV vekselstrøm fra havvindturbinene til 525 kV likestrøm i en bunnfast omformerstasjon lokalisert i havvindområdet. Videre tilknytning med 525 kV HVDC sjøkabel fra havvindområdet til land, og 525 kV HVDC jordkabel eller luftledning fra landfallet til Stemmen stasjon.

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulik mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-35: Nettilknytning for Sørvest D – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvindområdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/luftledning
60-75 m	Bunnfast havvind Bunnfast omformerstasjon	Stemmen stasjon	Ca. 290 km	Ca. 35 km

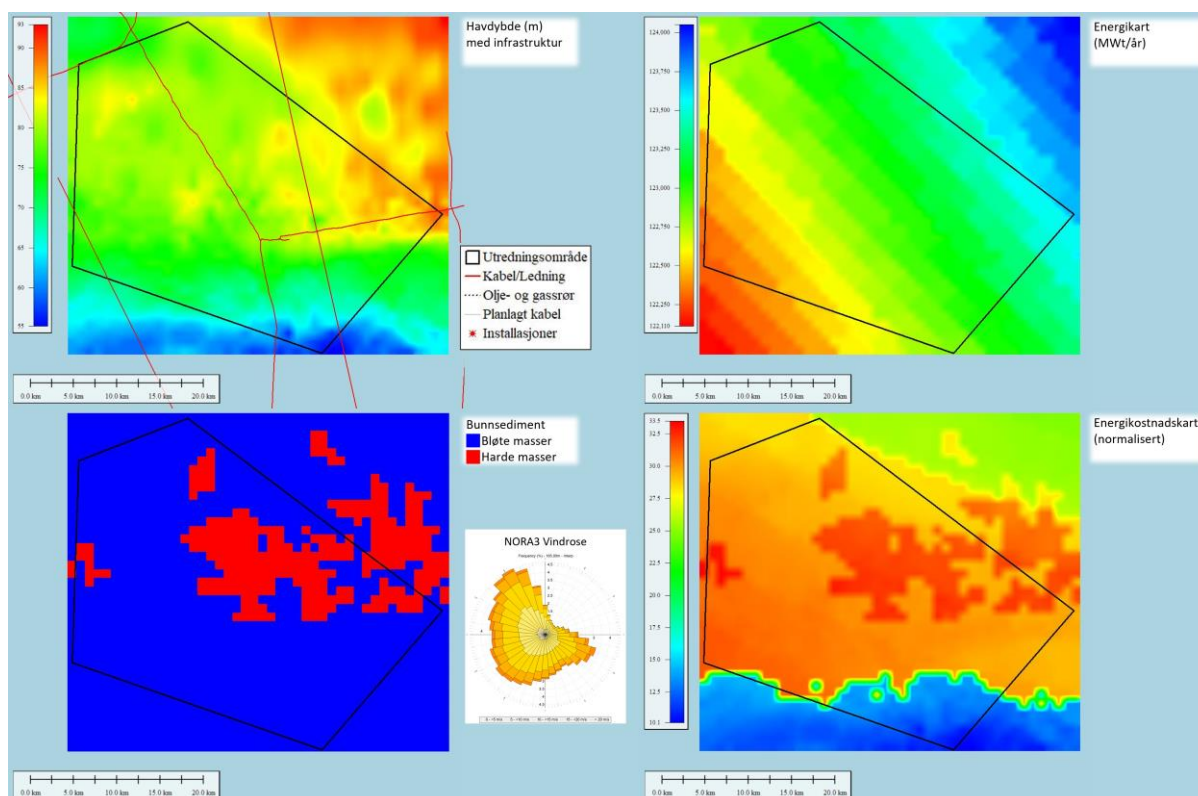
Tabell 7-36: Nettilknytning for Sørvest D – Kabelteknologi og -lengder.

	1000 MW havvind	1500 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 525 kV HVDC eksportkabling	132 kV internkabling 525 kV HVDC eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	145 km	230 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel (525 kV HVDC)	260 km (+metallisk retur)	2 x 260 km (+metallisk retur)

7.13 Sørvest E

7.13.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-37.



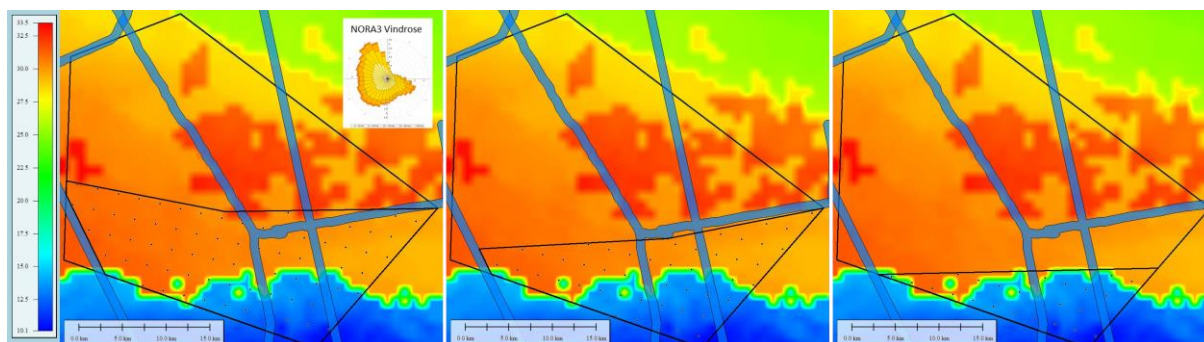
Figur 7-37: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

Som vist i Figur 7-37 over har utredningsområdet de følgende karakteristikker:

- Vanndybden i utredningsområdet er mellom ca. 55 og 90 meter med et gjennomsnitt rett over 75 meter. De grunneste partiene er lengst sør i området og dypere lengre nord. Størrelsen på de grunne områdene i sør er ikke nok til å plassere hele eksempelprosjekter. Derfor blir Sørvest E ansett å kreve hybridfundamentering.
- Høyeste tilgjengelig energi er forventet lengst øst i området og avtar gradvis mot vest-sørvest.
- Det er totalt fire undervannskabler som passerer området. Disse er hensyntatt i turbinplassering.
- Det er forventet mykt bunnsediment i store deler av området, med noen harde partier midt i området som strekker seg mot øst.
- Energikostnaden er forventet lavest lengst sør, der dybdene er lavest og øker lengre nord i sammenheng med dybdene. Det er også en forhøyning i energikostnad ved de harde partiene av utredningsområdet.
- Vindrosen viser en hovedvekt av vind i fra vestlige sektorer, med et unntak fra øst-sørøst, hvor det er noe sterkere vind fra en smal sektor. Lite vind i fra nordøstlige sektorer.

7.13.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-38.



Figur 7-38: Sørvest E energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er plassert lengst sør i området for å utnytte de grunne partiene med mykt bunn sediment. Områdene utnyttet har dybder mellom ca. 55 og 90 m. I Alternativ 3 (500 MW) vil nærmere alle turbinene kunne bli plassert med bunnfast fundamentering, med en håndfull plasseringer som er i grenseland, som muligens også kan festes på bunnen etter grundigere vurderinger. I Alternativ 1 (1500 MW) og Alternativ 2 (1000 MW) vil de nordlige plasseringene mest sannsynlig kreve flytende fundament. I alle alternativer er det lagt bufferavstander til eksisterende infrastruktur og det er en slak helning mot øst for å maksimere flaten normalt på hovedvindretning i fra sørvest.

7.13.3 Forventet årlig energiproduksjon

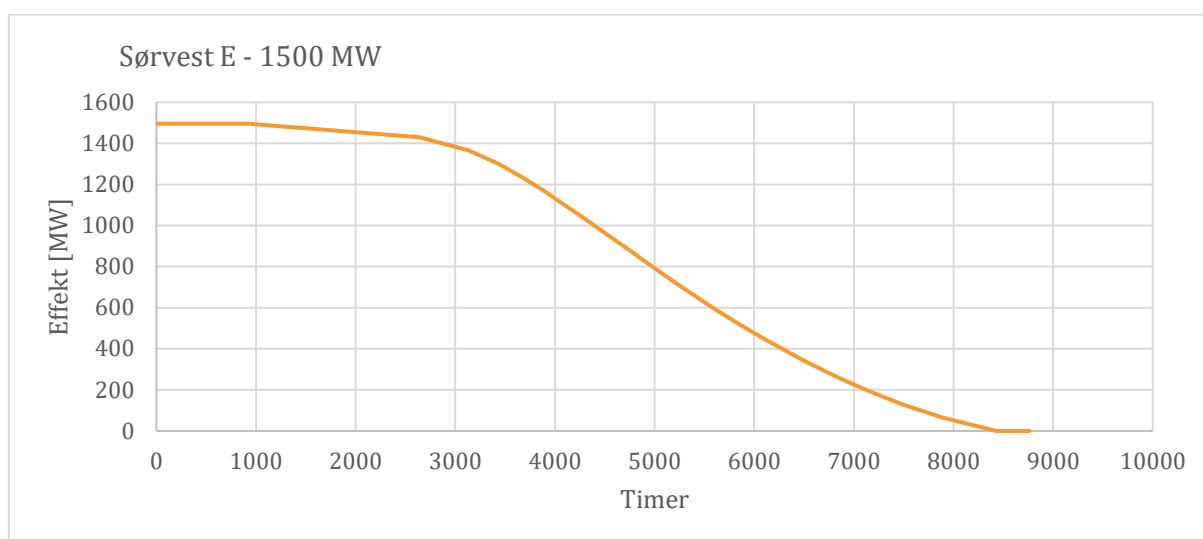
Forventet årlig energiproduksjon for området beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3 og tapfaktorer i kapittel 5.3 er presentert i Tabell 7-37.

Tabell 7-37: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energi-tetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vaketap [%]	Andre tap [%]	Netto energi-produksjon [GWh/år]	Netto kapasitets-faktor [%]	Middel-vind [m/s]
SV-E 1500 MW	1496	8,5 x 8,4	3,48	8298,1	6,31	13,6	6645,7	50,7	10,9
SV-E 1000 MW	990	8,5 x 8,4	3,47	5496,2	4,84	13,6	4482,7	51,7	10,9
SV-E 500 MW	506	8,5 x 8,4	3,52	2807,6	3,16	13,6	2336,9	52,7	10,9

7.13.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-39. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-39: Varighetskurve for Sørvest E – 1500 MW.

7.13.5 Elektrisk infrastruktur

Sørvest E er egnet for bunnfaste og flytende havvindturbiner med dybder på 55 til 90 m innenfor utredningsområdet. De grunneste partiene er lengst sør i området og dypere lengre nord. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Fagrafjell transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 165 km i luftlinje fra havvindområdet. Det foreslås likestrømoeverføring med spenningsnivå 525 kV som muliggjør hybride tilknytninger med eventuell integrasjon i et masket nett. Kraften omformes fra 132 kV vekselstrøm fra havvindturbinerne til 525 kV likestrøm i en bunnfast omformerstasjon lokalisert i havvindområdet. Det antas at omformerstasjonen plasseres i deler av havvindområdet som er grunnere enn 70 m. Videre tilknytning med 525 kV HVDC sjøkabel fra havvindområdet til land, og 525 kV HVDC jordkabel eller luftledning fra landfallet til Fagrafjell stasjon.

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulike mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-38: Nettilknytning for Sørvest E – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvind- områdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/ luftledning
55-90 m	Flytende og bunnfast havvind Bunnfast omformerstasjon	Fagrafjell stasjon	Ca. 165 km	Ca. 15 km

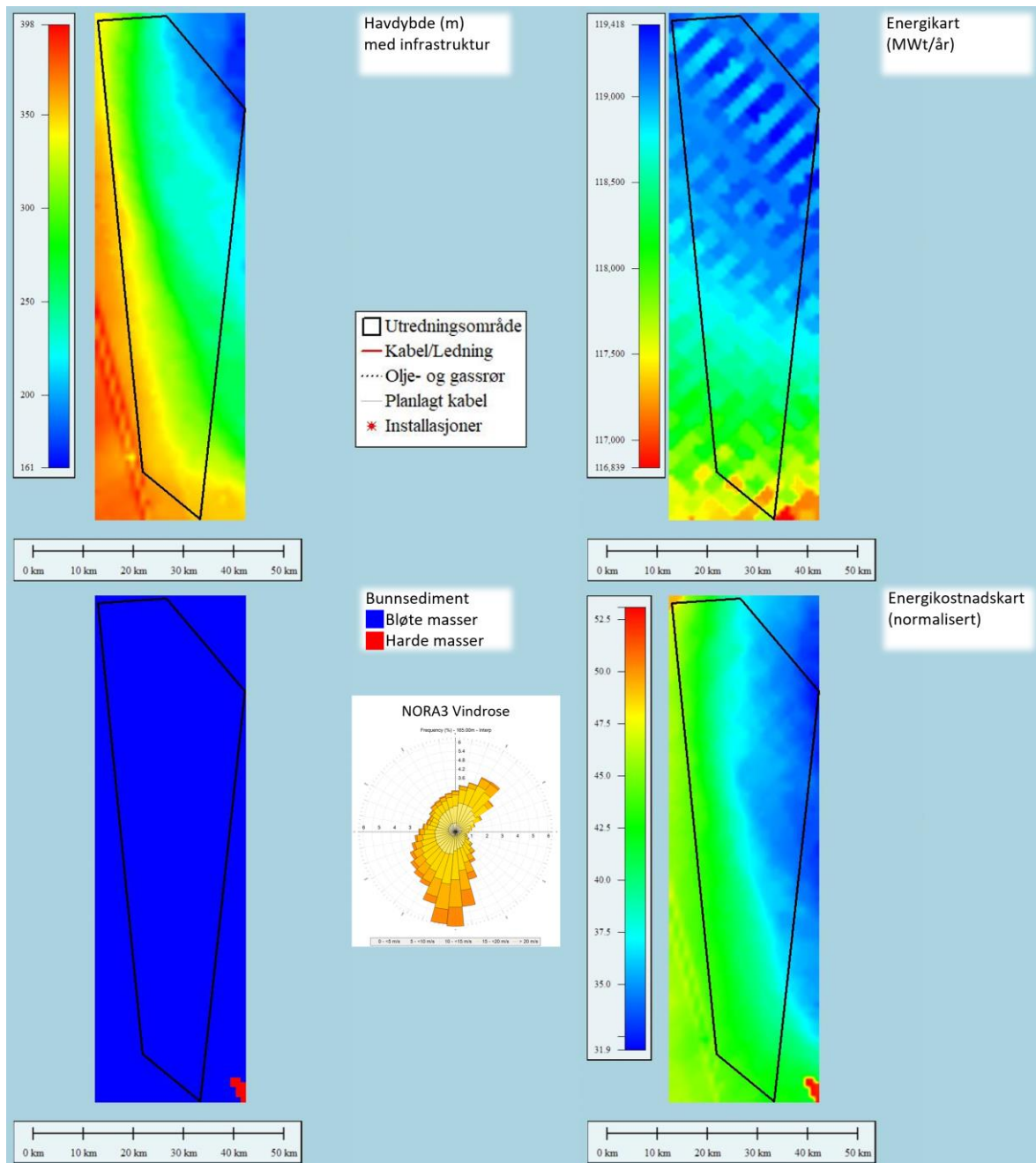
Tabell 7-39: Nettilknytning for Sørvest E – Kabelteknologi og -lengder.

	1000 MW havvind	1500 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 525 kV HVDC eksportkabling	132 kV internkabling 525 kV HVDC eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	125 km	210 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel (525 kV HVDC)	150 km (+metallisk retur)	2 x 150 km (+metallisk retur)

7.14 Vestavind A

7.14.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-40.



Figur 7-40: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

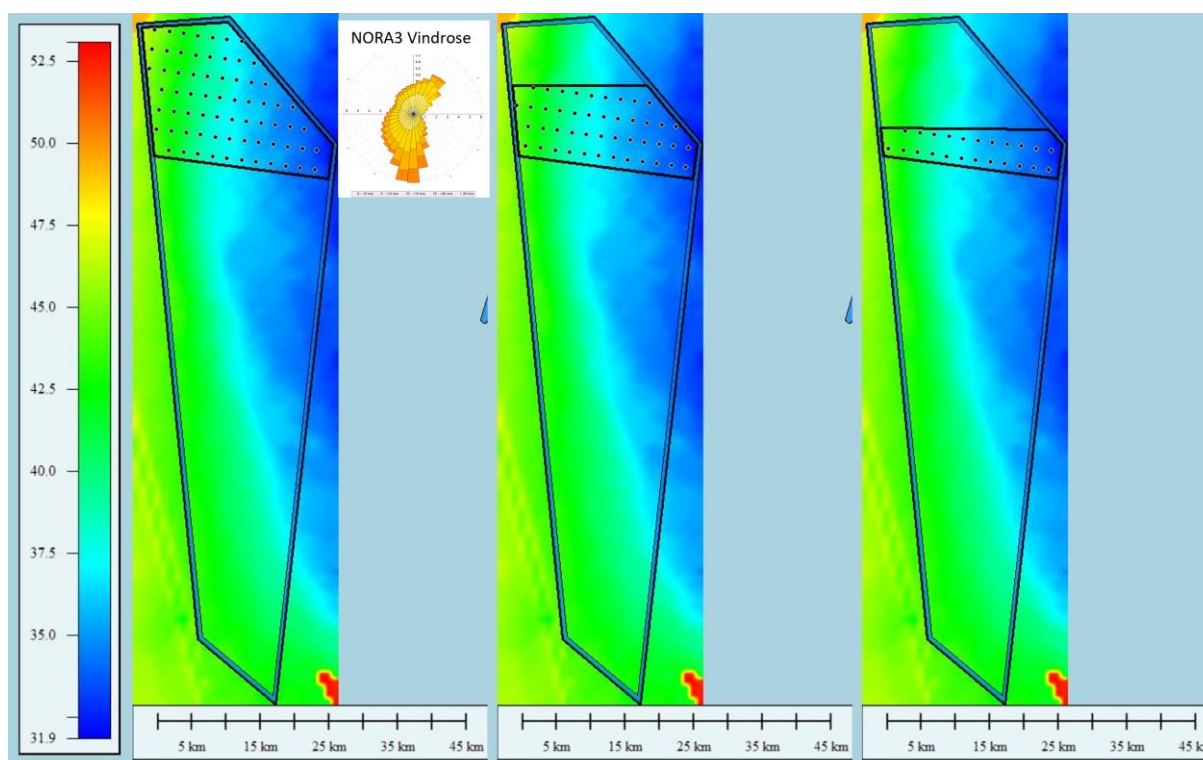
Som vist i Figur 7-40 over har utredningsområdet de følgende karakteristikker:

- Vanndybden i området er variert med rekkevidde mellom 170 og 360 meter med 275 meter i gjennomsnitt. Dette vil kreve flytende turbinfundamentering. De grunneste områdene er lengst nordøst og blir gradvis dypere mot vest-sørvest.

- Høyeste energiutbytte forventes lengst nordøst og avtar mot sør.
- Det er kun en undervannskabel som passerer delområdet, lengst sør i området. Dette området har også de dypeste vanndybder og minst energi, så er ikke til påvirkning for plassering av eksempelprosjekter.
- Det er forventet mykt bunnsediment i hele utredningsområdet.
- Energikostnadene er forventet lavest lengst nordøst i området og langs den østlige grensen. Kostnadene øker mot vest i samsvar med økende dybder og avstand fra land.
- Vindrosen viser en tydelig hovedvindretning fra sør.

7.14.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-41.



Figur 7-41: Vestavind A energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er lagt lengst nord i området. Her er større områder med lavere dybder som reduserer kostnader og mer tilgjengelig energi i vinden. Alternativ 2 (1000 MW) og Alternativ 3 (500 MW) er ikke lagt helt opp til nordlig grense, slik som Alternativ 1 (1500 MW) er. Dette er fordi området er bredest ca. 15 km sør for nordlig grense. Ved å benytte denne bredden får man flest mulig turbiner i hver rekke for å maksimere grunnflaten normalt på hovedvindretningen fra sør.

7.14.3 Forventet årlig energiproduksjon

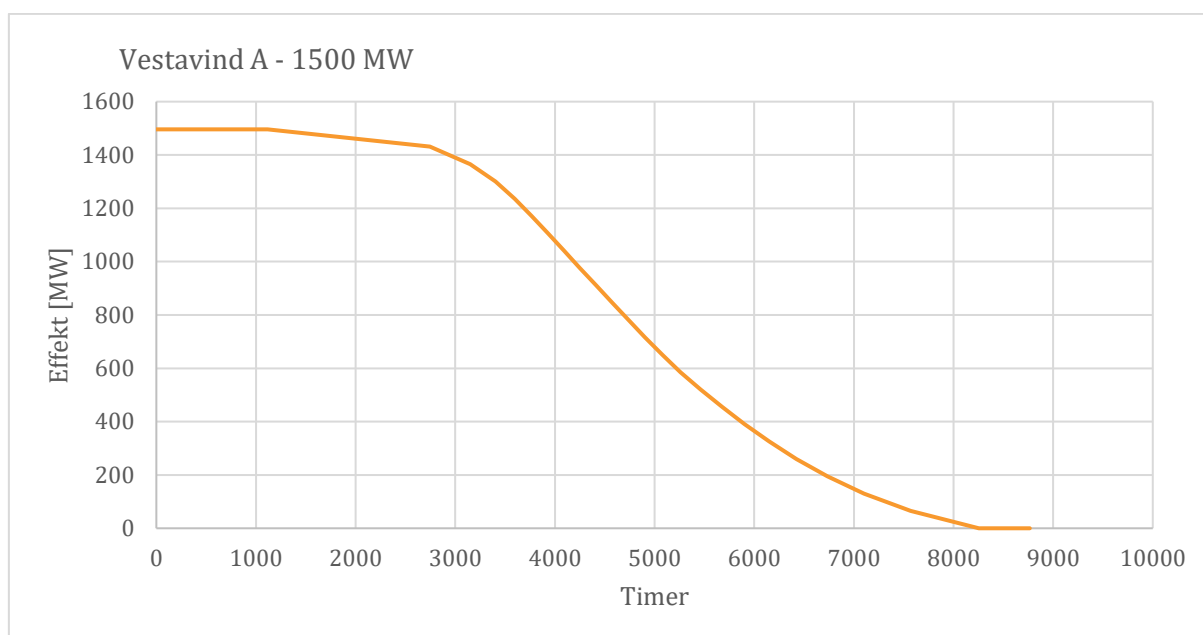
Forventet årlig energiproduksjon for området beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3 og tapfaktorer i kapittel 5.3 er presentert i Tabell 7-40.

Tabell 7-40: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energitetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vaketap [%]	Andre tap [%]	Netto energiproduksjon [GWh/år]	Netto kapasitetsfaktor [%]	Middelvind [m/s]
VV-A 1500 MW	1496	10,0 x 7,5	3,47	7905,5	6,28	17,7	6009,5	45,9	10,9
VV-A 1000 MW	990	10,0 x 7,5	3,48	5225,6	4,80	17,7	4049,9	46,7	10,9
VV-A 500 MW	506	10,0 x 7,5	3,49	2669,0	2,66	17,7	2125,5	48,0	10,9

7.14.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-42. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-42: Varighetskurve for Vestavind A – 1500 MW.

7.14.5 Elektrisk infrastruktur

Vestavind A er egnet for flytende havvind med dybder som varierer mellom 170 og 360 meter utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Grov transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 110 km i luftlinje fra havvindområdet. Det foreslås å transformere opp fra 132 kV til 420 kV i en flytende transformatorstasjon lokalisert i havvindområdet. Videre tilknytning med 420 kV sjøkabel fra havvindområdet til land, og 420 kV jordkabel eller luftledning fra landfallet til Grov stasjon. Grunnet lang avstand mellom havvindområdet og Grov stasjon forventes behov for reaktiv kompensering ved landfallet.

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulike mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-41: Nettilknytning for Vestavind A – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvindområdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/luftledning
170-360 m	Flytende havvind Flytende trafostasjon	Grov stasjon	Ca. 110 km	Ca. 0 km

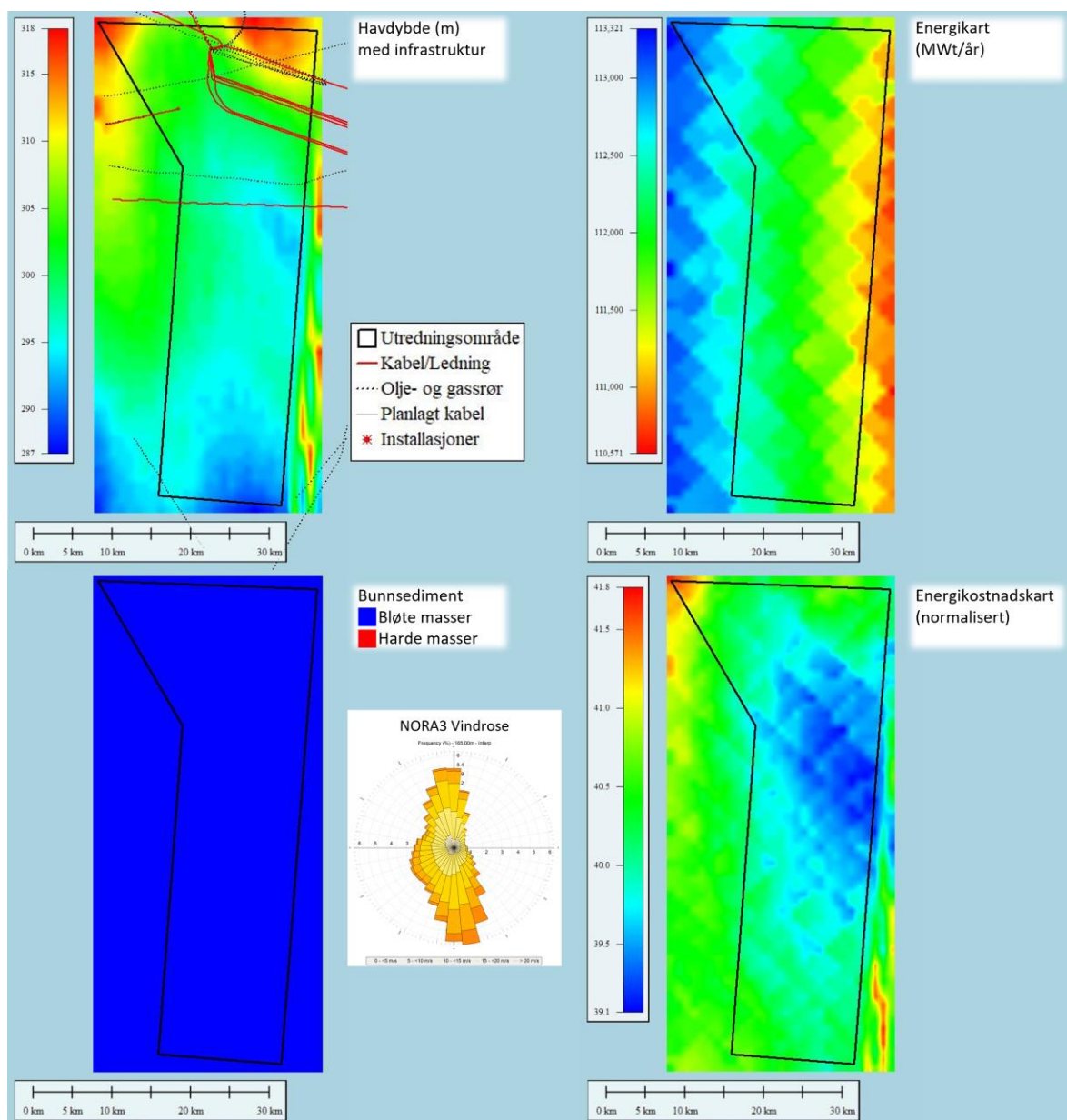
Tabell 7-42: Nettilknytning for Vestavind A – Kabelteknologi og -lengder.

	500 MW havvind	1000 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	50 km	115 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel (420 kV)	110 km	2 x 110 km
Reaktiv kompensering	Sannsynligvis behov	Sannsynligvis behov

7.15 Vestavind C

7.15.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-43.



Figur 7-43: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

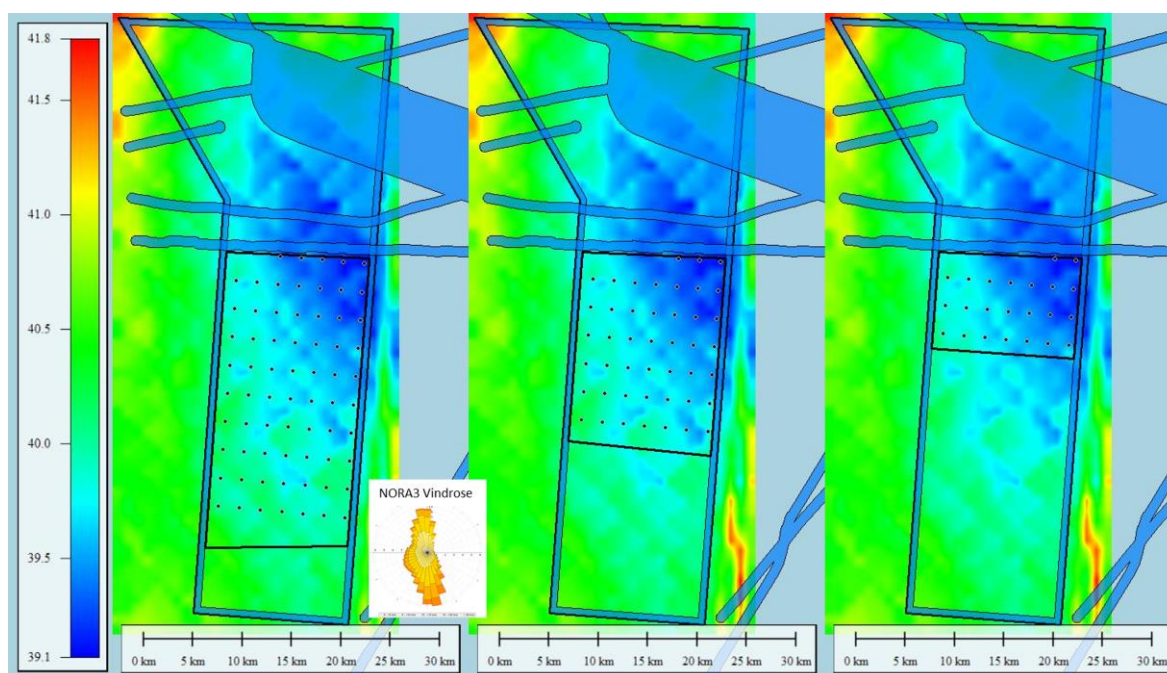
Som vist i Figur 7-43 over har utredningsområdet de følgende karakteristikker:

- Vanndybdene er jevnt dype, i rekkevidden ca. 290 til 315 meter og 300 meter i gjennomsnitt. De grunneste områdene er i sør og strekker seg opp mot nord, med noe ekstra dybde lengst nord i området. Hele området krever flytende turbinfundament.
- Energiutbytte er forholdsvis jevnt over området, med lavest langs østlig grense og noe økning mot vest.

- Det er omfattende infrastruktur langs havbunnen i nordlige deler av utredningsområdet.
- Bunnsedimentet er forventet å være mykt i hele utredningsområdet.
- Energikostnadene er jevne over området, med en liten reduksjon i midten av området mot øst. Her er det et lite platå på havbunnen som reduserer dybdene noe.
- Vindrosen viser en tydelig nord/sør-vindretning i området.

7.15.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-44.



Figur 7-44: Vestavind C energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er plassert mot midten av området og strekker seg sørover i Alternativ 1 (1500 MW) og Alternativ 2 (1000 MW), som krever mer plass. Dette er hovedsakelig for å unngå infrastrukturen som befinner seg lengre nord i området. Planområdene bruker også hele bredden i området for å få flest mulig turbiner i hver rad for å maksimere normalflaten på hovedvindretning.

7.15.3 Forventet årlig energiproduksjon

Forventet årlig energiproduksjon for området beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3 og tapfaktorer i kapittel 5.3 er presentert i Tabell 7-43.

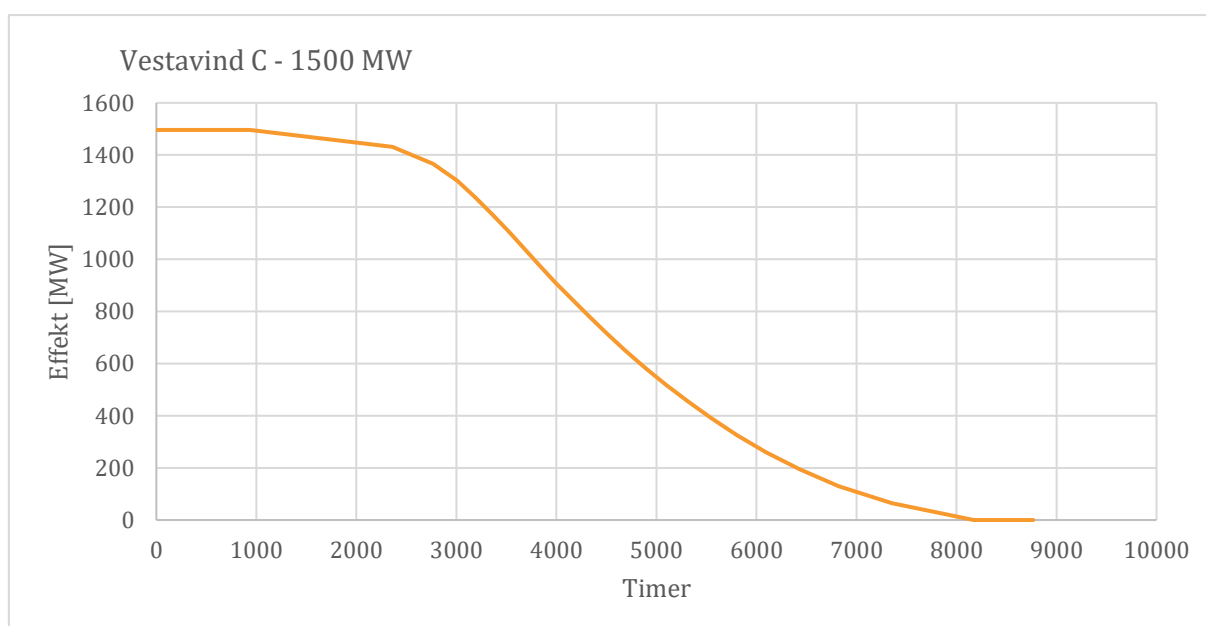
Tabell 7-43: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energitetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vaketap [%]	Andre tap [%]	Netto energiproduksjon [GWh/år]	Netto kapasitetsfaktor [%]	Middel-vind [m/s]

VV-C 1500 MW	1496.00	10,0 x 7,5	3,47	7434,8	7,74	14,3	5796,0	44,2	10,3
VV-C 1000 MW	990.00	10,0 x 7,5	3,46	4917,2	6,30	14,3	3904,4	45,0	10,3
VV-C 500 MW	506.00	10,0 x 7,5	3,48	2512,6	3,97	14,3	2053,6	46,3	10,3

7.15.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-45. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-45: Varighetskurve for Vestavind C – 1500 MW.

7.15.5 Elektrisk infrastruktur

Vestavind C er egnet for flytende havvind med dybder som varierer mellom 290 til 315 meter i utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Nye Øygarden transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 50 km i luftlinje fra havvindområdet.

For 500 MW havvind foreslås overføring med 132 kV fra havvindområdet til Nye Øygarden transformatorstasjon uten transformering til havs. De generelle beregningene angir at 500 MW kan overføres via tre kabler ved 132 kV. Det forventes behov for reaktiv kompensering ved stasjonen.

For 1000 MW havvind foreslås det å transformere opp fra 132 kV til 420 kV i en flytende transformatorstasjon lokalisert i havvindområdet. Videre tilknytning med 420 kV sjøkabel fra havvindområdet til Nye Øygarden stasjon. Det forventes behov for reaktiv kompensering ved stasjonen.

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulik mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-44: Nettilknytning for Vestavind C – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvindområdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/luftledning
290-315 m	Flytende havvind Flytende trafostasjon	Nye Øygarden stasjon	Ca. 50 km	Ca. 0 km

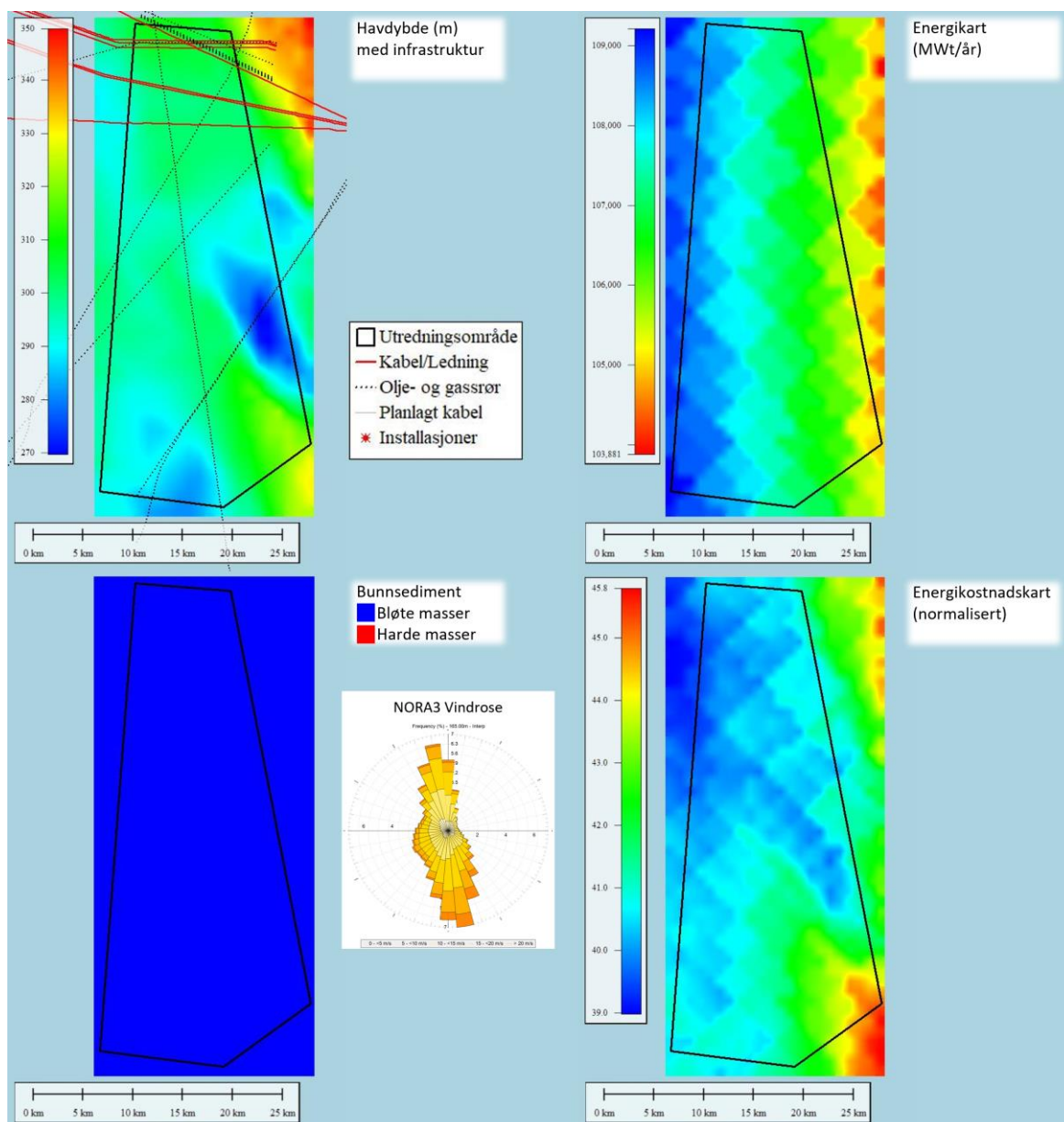
Tabell 7-45: Nettilknytning for Vestavind C – Kabelteknologi og -lengder.

	500 MW havvind	1000 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 132 kV eksportkabling	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	50 km	120 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel (132 kV eller 420 kV)	3 x 50 km (132 kV)	2 x 50 km (420 kV)
Reaktiv kompensering	Sannsynligvis behov	Sannsynligvis behov

7.16 Vestavind D

7.16.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-46.



Figur 7-46: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

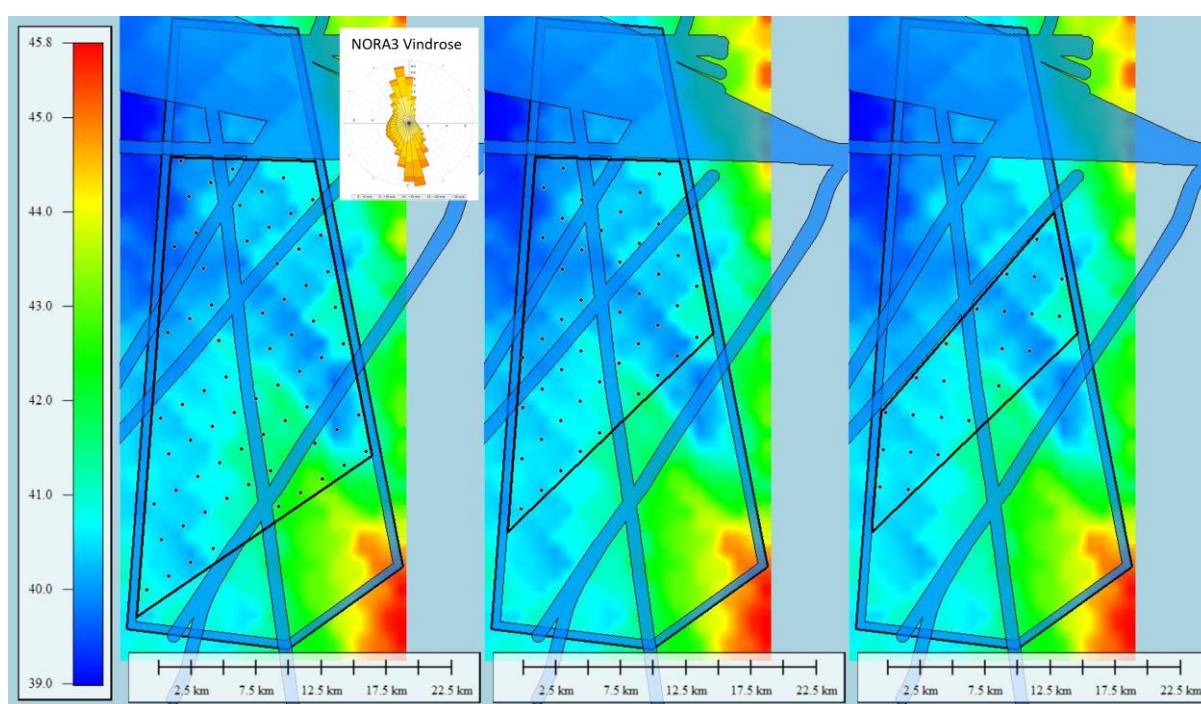
Som vist i Figur 7-46 over har utredningsområdet de følgende karakteristikker:

- Vanndybden i området er dype, med noe variasjon. Dybdene strekker fra ca. 270 til 320 meter med 295 meter i gjennomsnitt. Det grunneste området er et forhøyet platå mot sør i området på østlig side, med gradvis dypere dybder omkring. Hele området krever flytende turbinfundament.
- Høyeste energiutbytte forventes langs vestlig grense, med gradvis reduksjon mot øst.

- Det er omfattende infrastruktur langs havbunnen i området med flere kraft- og rørledninger som krysser flere steder. Spesielt utbredt er det i nordlig del av utredningsområdet.
- Bunnsedimentet forventes å være mykt i hele utredningsområdet.
- Energikostnaden forventes å være jevne over området, med noe forhøyning mot sørøstlig hjørne.
- Vindrosen viser en tydelig nord/sør-vindretning i området.

7.16.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-47.



Figur 7-47: Vestavind D energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er plassert sør for den nordlige klyngen av infrastruktur grunnet plassrestriksjoner. Planområdene bruker hele bredden for maksimering av flate normalt på vindretning med bufferavstander til resterende infrastruktur hensyntatt. Vestlig flate er lengre enn i øst for å øke turbinlokasjoner innenfor høyere tilgjengelig energi og for å redusere konflikt med infrastrukturen.

7.16.3 Forventet årlig energiproduksjon

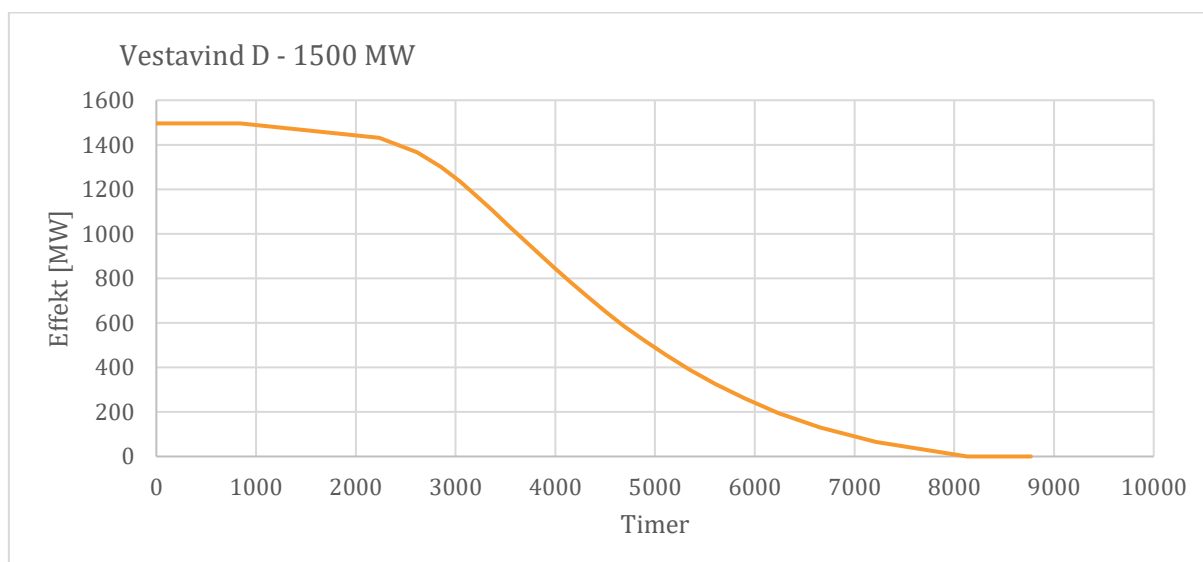
Forventet årlig energiproduksjon for området beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3 og tapfaktorer i kapittel 5.3 er presentert i Tabell 7-46.

Tabell 7-46: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energi-tetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vaketap [%]	Andre tap [%]	Netto energi-produksjon [GWh/år]	Netto kapasitets-faktor [%]	Middel-vind [m/s]
VV-D 1500 MW	1496	9,9 x 9,0	3,48	7149,9	7,54	13,6	5638,6	43,0	10,0
VV-D 1000 MW	990	9,8 x 7,4	3,47	4737,2	6,05	13,6	3806,1	43,9	10,0
VV-D 500 MW	506	10,0 x 7,5	3,52	2420,9	3,67	13,6	2002,8	45,2	10,0

7.16.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-48. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-48: Varighetskurve for Vestavind D – 1500 MW.

7.16.5 Elektrisk infrastruktur

Vestavind D er egnet for flytende havvind med dybder som varierer mellom 270 til 320 i utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Nye Øygarden transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 25 km i luftlinje fra havvindområdet.

For 500 MW havvind foreslås overføring med 132 kV fra havvindområdet til Nye Øygarden transformatorstasjon uten transformering til havs. De generelle beregningene angir at 500 MW kan overføres via tre kabler ved 132 kV.

For 1000 MW havvind foreslås det å transformere opp fra 132 kV til 420 kV i en flytende transformatorstasjon lokalisert i havvindområdet. Videre tilknytning med 420 kV sjøkabel fra havvindområdet til Nye Øygarden stasjon. Det forventes behov for reaktiv kompensering ved stasjonen.

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulike mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-47: Nettilknytning for Vestavind D – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvindområdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/luftledning
270-320 m	Flytende havvind Flytende trafostasjon	Nye Øygarden stasjon	Ca. 25 km	Ca. 0 km

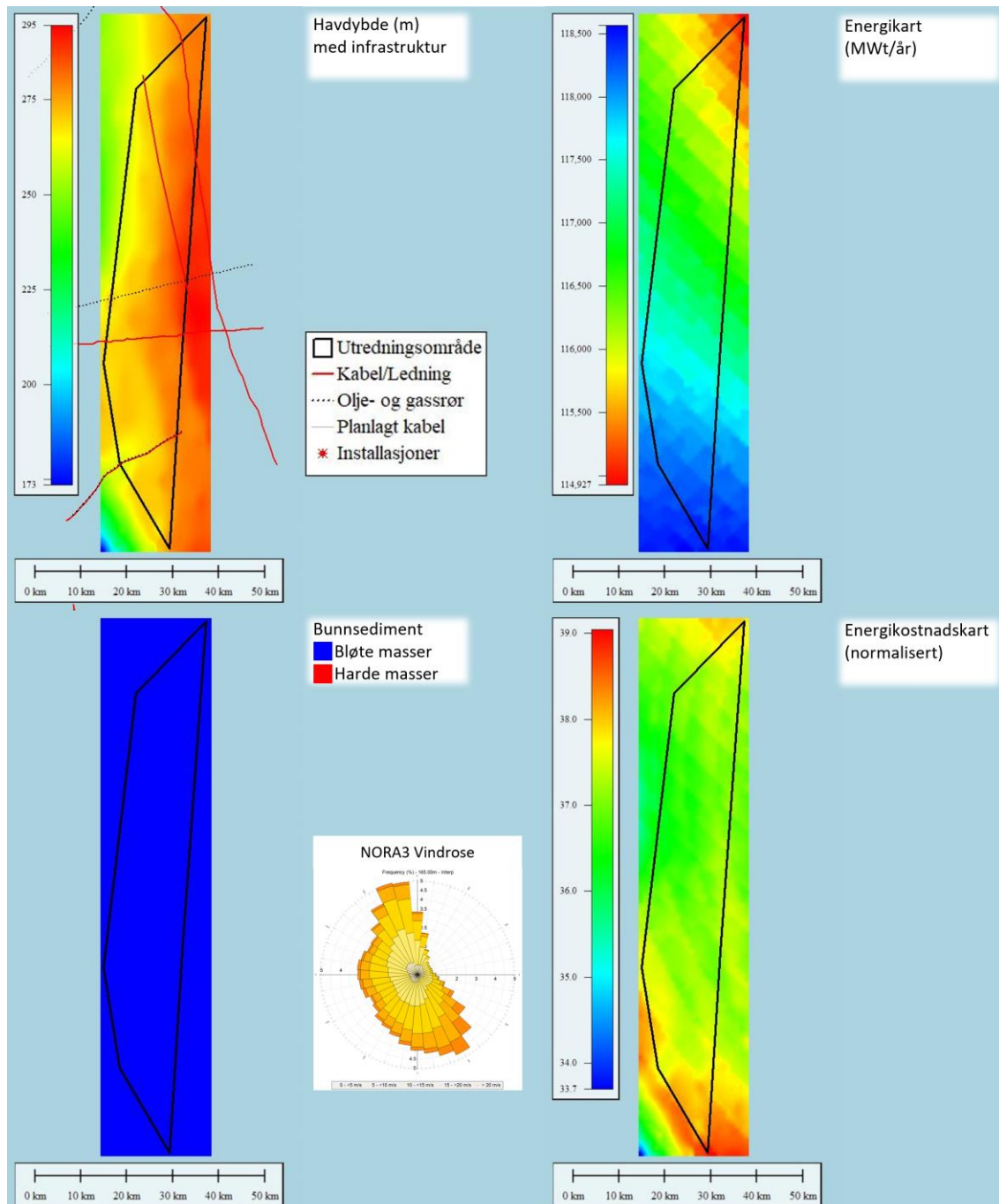
Tabell 7-48: Nettilknytning for Vestavind D – Kabelteknologi og -lengder.

	500 MW havvind	1000 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 132 kV eksportkabling	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	55 km	120
Lengde eksportkabling, sjøkabel (132 kV eller 420 kV)	3 x 25 km (132 kV)	2 x 25 km (420 kV)
Reaktiv kompensering	Sannsynligvis ikke behov	Sannsynligvis behov

7.17 Vestavind E

7.17.1 Utredningsområde beskrivelse

Oversiktskart med vanndybde, sedimentklassifisering, energikart og energikostnadskart samt vindrose for området er vist i Figur 7-49.



Figur 7-49: Dybde med infrastruktur på havbunn, sedimenttype, energikart, vindrose og energikostnadskart (normalisert).

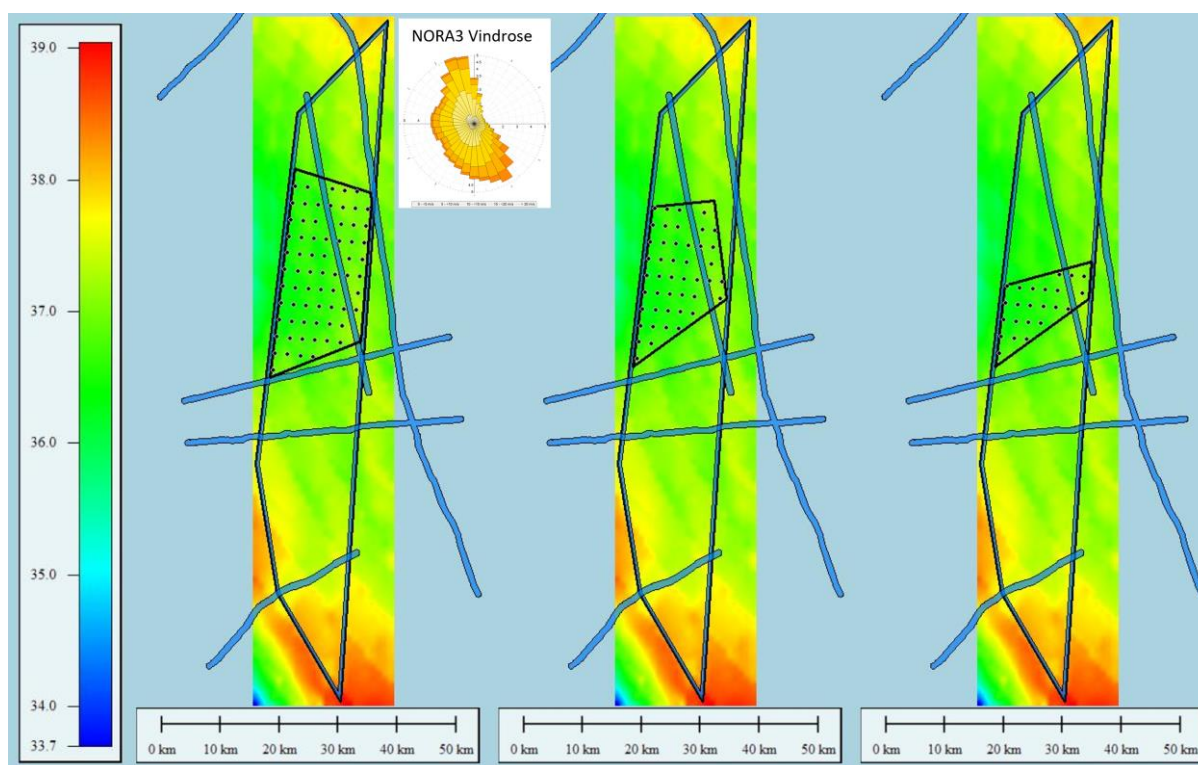
Som vist i Figur 7-49 over har utredningsområdet de følgende karakteristikker:

- Vanndybden i området er jevnt dype, med variasjon mellom 260 og 290 meter med ca. 275 meter gjennomsnitt. Det er grunnest langs vestlig grense og blir gradvis dypere mot øst.

- Høyeste energiutbytte forventes i sørlig del av utredningsområdet og avtar mot nord-nordøst.
- Det er både kraftledninger og olje-/gassledninger som passerer utredningsområdet. Disse er hensyntatt i valg av eksempelprosjekter med tilhørende turbinplasseringer.
- Bunnsedimentet er forventet å være mykt i hele utredningsområdet.
- Energikostnadene er forholdsvis jevne over hele utredningsområdet, med unntak av lengst sør i området. Her er det dybder på ca. 270 m som er rundt 100 km fra landtilknytningspunkt. På tross av høyeste energi i denne delen av utredningsområde er det valgt eksempelprosjekter lengre nord i området, hvor det er større areal med lik forventet kostnad, og bredere plass for turbinplassering, som reduserer vaketap.
- Vindrosen viser en tydelig hovedvindretning i nord-nordvest/sør-sørøst akse. Med noe vind også fra vestlig sektor. Det er lite vind i fra østlig sektor.

7.17.2 Foreslåtte inndelinger og eksempelprosjekter

Basert på utredningsområdets tekniske parametere, forventet energikostnad, og buffere beskrevet i kapittel 5.1, er anbefalte plangrenser for eksempelprosjektene presentert i Figur 7-50.



Figur 7-50: Vestavind E energikostnad (normalisert) og vindrose med foreslåtte eksempelprosjektinndelinger og turbinposisjoner: 1500 MW (venstre), 1000 MW (midt) og 500 MW (høyre). Relevante bufferområder er illustrert i blått.

Eksempelprosjektene er plassert litt nord for midtre del av utredningsområdet og dekker hele bredden for å maksimere normalflaten på hovedvindretning. Denne delen av utredningsområdet har lavest forventet energikostnad og muliggjør plassering av turbiner mellom kraftledning og rørledning. De to mindre alternativene bruker også hele bredden for å minimere antall rader. Dette reduserer vaketapet.

7.17.3 Forventet årlig energiproduksjon

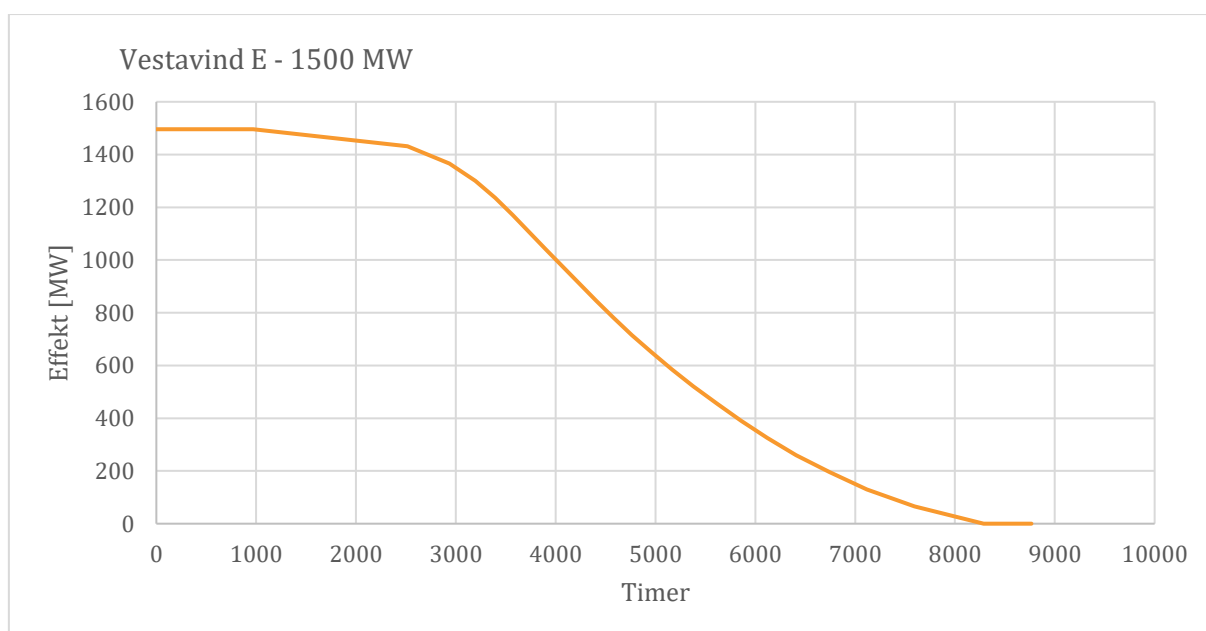
Forventet årlig energiproduksjon for området beregnet i henhold til prosessen beskrevet i kapittel 4.3 og tapfaktorer i kapittel 5.3 er presentert i Tabell 7-49.

Tabell 7-49: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Del-område	Installert kapasitet [MW]	Turbin-avstand [RD]	Energitetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vaketap [%]	Andre tap [%]	Netto energiproduksjon [GWh/år]	Netto kapasitetsfaktor [%]	Middel-vind [m/s]
VV-E 1500 MW	1496	10,0 x 7,5	3,47	7764,8	6,92	14,7	6086,4	46,4	10,6
VV-E 1000 MW	990	10,0 x 7,5	3,48	5141,5	5,67	14,7	4094,3	47,2	10,6
VV-E 500 MW	506	10,0 x 7,5	3,48	2630,5	3,62	14,7	2148,5	48,5	10,6

7.17.4 Varighetskurve

Varighetskurven for utredningsområdets 1500 MW eksempelprosjekt er presentert i Figur 7-51. Denne viser hvor stor andel av tiden turbinene forventes å produsere på ulike effekter, som angitt på den vertikale akse.



Figur 7-51: Varighetskurve for Vestavind E – 1500 MW.

7.17.5 Elektrisk infrastruktur

Vestavind E er egnet for flytende havvind med dybder som varierer mellom 260 og 290 m utredningsområdet. Havvindområdet er foreslått tilknyttet til Spanne transformatorstasjon, som er lokalisert ca. 85 km i luftlinje fra havvindområdet. Det foreslås å transformere opp fra 132 kV til 420 kV i en flytende transformatorstasjon lokalisert i havvindområdet. Videre tilknytning med 420 kV sjøkabel fra havvindområdet til land, og 420 kV jordkabel eller luftledning fra landfallet til Spanne stasjon. Grunnet lang avstand mellom havvindområdet og Spanne stasjon forventes behov for reaktiv kompensering ved landfallet.

Tabellene nedenfor oppsummerer viktige forhold ved området, og anbefalte løsninger for nettilknytningen avhengig av ulike mengde kraftproduksjon.

Tabell 7-50: Nettilknytning for Vestavind E – Tilknytningspunkt og avstand.

Havvindområdets dybde	Type anlegg	Foreslått tilknytningspunkt	Avstand til tilknytningspunkt (luftlinje)	Andel som jordkabel/luftledning
260-290 m	Flytende havvind Flytende trafostasjon	Spanne	Ca. 85 km	Ca. 5 km

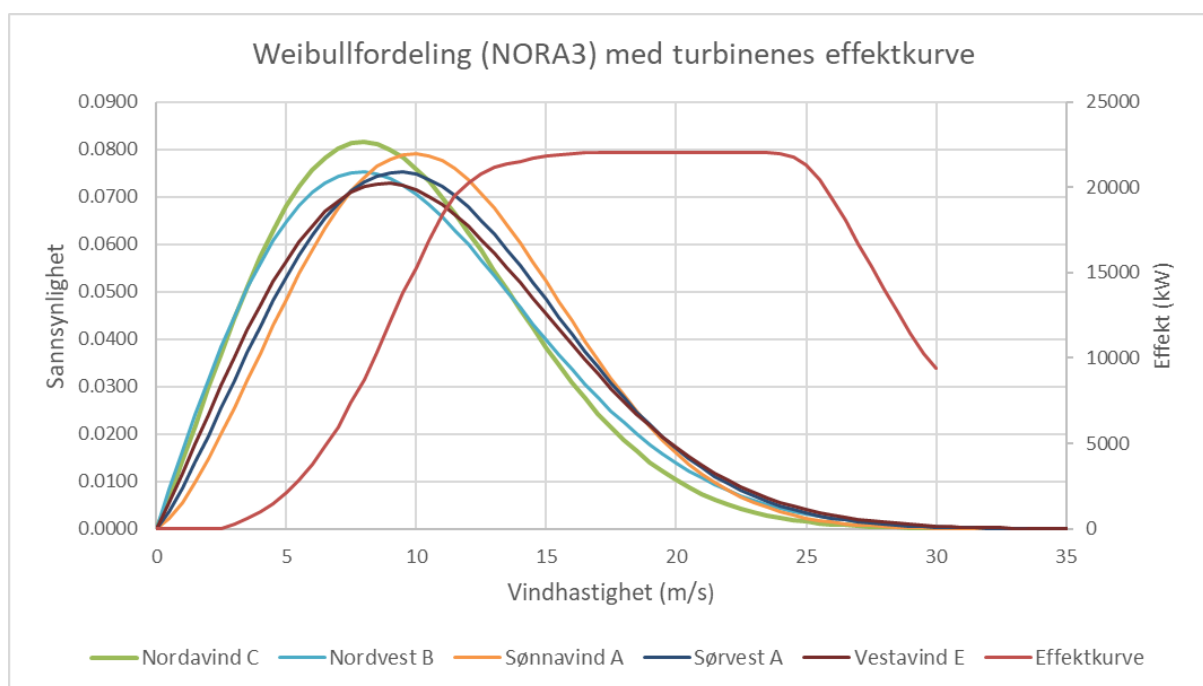
Tabell 7-51: Nettilknytning for Vestavind E – Kabelteknologi og -lengder.

	500 MW havvind	1000 MW havvind
Nettilknytningsteknologi	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling	132 kV internkabling 420 kV eksportkabling
Lengde internkabling (132 kV)	65 km	125 km
Lengde eksportkabling, sjøkabel (420 kV)	85 km	2 x 85 km
Reaktiv kompensering	Sannsynligvis behov	Sannsynligvis behov

8. Sammenligning av utredningsområdene og tilleggsanalyser

8.1 Sammenligning av vindens hastighetsfordeling

Før det gjøres en sammenligning av beregnet energiproduksjon for de aktuelle utredningsområdene er det viktig å forstå hvordan forskjeller i vindens hastighetsfordeling kan påvirke forventet energiutbytte. Som beskrevet i kapittel 3.3 presenteres ofte vindens hastighetsfordeling i form av en Weibull-fordeling. I samme kapittel ble også individuelle fordelinger for hvert av utredningsområdene presentert. For å lettere se forskjellene mellom vindens hastighetsfordeling i de ulike regionene er én representativ fordeling for hver region presentert sammen med effektkurven for valgt turbin type i Figur 8-1 nedenfor.



Figur 8-1: Representativ Weibull-fordeling av NORA3 vindhastighetsdata for hver av de 5 regionene (representert ved et av utredningsområdene i hver region), sammen med effektkurven for turbin typen som ble benyttet i analysen.

Som figuren viser, er det tydelige forskjeller i vindens hastighetsfordeling mellom de ulike regionene. Forskjellene mellom regionene er kommentert i følgende punkter:

- Vindfordelingen for utredningsområdet Sønnavind A er spiss (høy k -verdi) og mer konsentrert i den delen av effektkurven som gir høyest produksjon, med lavest frekvens av vindhastigheter under 7 m/s hvor turbinen produserer lite. Dette resulterer i både høy middelvind og høy produksjon.
- Utredningsområdet Sørvest A har en bredere fordeling enn Sønnavind A, med en høyere frekvens av både lave og høye vindhastigheter. Balansepunktet i kurven er sammenlignbart med Sønnavind A (tilnærmet lik middelvind), men forventet produksjon er lavere ettersom vindhastigheten en større andel av tiden ligger i området hvor turbinene produserer minimalt.
- Utredningsområdet Vestavind E har en noe bredere fordeling enn Sørvest A, med høyere frekvenser av både lave og høye vindhastigheter. Til tross for at middelvinden er sammenlignbar med Sørvest A, vil produksjonen være lavere grunnet større forekomst av lave vindhastigheter som gir lite produksjon.

- Utredningsområdene Nordavind C og Nordvest B har begge fordelinger som er sentrert på lavere vindhastigheter enn de andre utredningsområdene. Grunnet høy frekvens av lave vindhastigheter hvor turbinen produserer minimalt, forventes generelt lavere produksjon i disse regionene sammenlignet med regionene lenger sør.

8.2 Sammenligning av resultater for eksempelprosjekter (1500 MW-alternativ)

Estimert energiproduksjon og forventet produksjonstap for eksempelprosjektene med kapasitet på 1500 MW er presentert i Tabell 8-1 for hvert av utredningsområdene. Områdenes middelvind, havdybde, avstand til land og normalisert energikostnad (som beskrevet i kapittel 3.5) er gjennomsnittsverdier av hver turbinposisjon i de respektive eksempelprosjektene. Parameterne er representert med en fargeskala hvor grønn er ansett som mest gunstig, og gul er som minst gunstig, innenfor hver kategori.

Tabell 8-1: Resultater for eksempelprosjekt med installert kapasitet på 1500 MW.

Utrednings- område	Teknologi	Middel- vind [m/s]	Brutto produksjon [GWh/år]	Vake- tap [%]	Andre tap [%]	Netto energi- produksjon [GWh/år]	Netto kapasitets- faktor [%]	Gjennomsnittlig vanndybde [m]	Gjennomsnittlig Avstand til land [km]	Gjennomsnittlig Energikostnad (normalisert)
Nordavind A	FL	9,5	7281,1	9,0	14,5	5566,5	42,5	234	114	42,8
Nordavind B	FL	9,6	7339,8	8,1	17,1	5492,1	41,9	311	97	60,1
Nordavind C	FL	9,6	7146,3	8,0	17,9	5298,0	40,4	277	180	61,8
Nordavind D	FL	9,5	7071,3	8,1	17,9	5233,1	39,9	216	165	59,6
Nordvest A	FL	10,0	7358,6	7,8	17,9	5466,1	41,7	229	128	50,7
Nordvest B	FL	9,9	7219,0	7,6	18,5	5336,5	40,7	228	119	57,0
Nordvest C	FL	10,0	7025,3	6,6	16,0	5435,2	41,5	253	78	45,6
Vestavind A	FL	10,9	7905,5	6,3	17,7	6009,5	45,9	244	85	38,6
Vestavind C	FL	10,3	7434,8	7,7	14,3	5796,0	44,2	296	65	39,7
Vestavind D	FL	10,0	7149,9	7,5	13,6	5638,6	43,0	294	36	40,7
Vestavind E	FL	10,6	7764,8	6,9	14,7	6086,4	46,4	273	77	36,7
Sønnavind A	FL	10,9	8425,8	6,4	13,2	6770,3	51,7	133	75	22,0
Sørvest A	BF/FL	10,8	8091,6	6,0	13,9	6481,8	49,5	70	171	23,8
Sørvest B	BF	10,7	8088,1	6,7	14,7	6357,3	48,5	65	186	15,8
Sørvest C	BF	10,7	8155,8	6,7	13,2	6532,3	49,8	63	181	13,9
Sørvest D	BF	10,6	8077,9	6,7	14,1	6397,8	48,8	66	237	20,0
Sørvest E	BF/FL	10,9	8298,1	6,3	13,6	6645,7	50,7	74	134	26,6
Minimum		9,5	7025,3	6,0	13,2	5233,1	39,9	63	36	13,9
Maksimum		10,9	8425,8	9,0	18,5	6770,3	51,7	311	237	61,8

Produksjon

Som forventet ut ifra vindfordelingene beskrevet i kapittel 8.1, beregnes den høyeste brutto produksjonen for eksempelprosjektene i utredningsområdene Sønnavind og Sørvest, etterfulgt av Vestavind, mens lavest energiproduksjon beregnes for eksempelprosjektene i utredningsområdene Nordvest og Nordavind. Enkelte av utredningsområdene avviker noe fra dette mønsteret. Utredningsområdet Vestavind D har blant annet en signifikant lavere beregnet brutto produksjon enn øvrige områder i Vestavind-regionen ettersom det ligger nærmere kysten hvor lavere vindhastigheter forventes. For Nordvest C skyldes avvik fra øvrige Nordvest-områder at vindfordelingen har en høy konsentrasjon av lave vindhastigheter (høy k-verdi, bred fordeling), til tross for at middelvinden er relativt høy.

Vaketap

De beregnede vaketapene varierer mellom 6 og 9 %, med høyest vaketap beregnet for områder med stor spredning i vindens retningsfordeling (Nordavind og Nordvest) og i områder hvor utredningsområdenes orientering gir begrensede muligheter for plassering av turbiner i rekker normalt på fremherskende vindretning (Vestavind C og D).

Andre tap

De estimerte øvrige produksjonstapene varierer mellom 13,2 og 18,5 %, hvor avstand til land er en viktig parameter. Avstanden til land påvirker elektriske tap og tilgjengelighetstap. I tillegg blir tilgjengelighetstapene også i stor grad påvirket av bølgeforholdene (som beskrevet i kapittel 4.3.2). De største produksjonstapene er beregnet for Nordvest- og Nordavind-områdene, ettersom de er flytende prosjekter med lang avstand til land (HVAC-tilknyttet) og med utfordrende bølgeforhold som påvirker tilgjengeligheten. Beregnet produksjonstap for Vestavind A er også relativt høy ettersom utredningsområdet ligger nærmest Stad, et område som er kjent for sine utfordrende bølgeforhold. De laveste produksjonstapene beregnes for utredningsområdene Sørvest og Sønnavind.

Kapasitetsfaktor

Kapasitetsfaktorene som er beregnet for eksempelprosjektene på 1500 MW varierer mellom 39,9 og 51,7 %, med høyest verdier beregnet for eksempelprosjektene i områdene Sønnavind og Sørvest (A-E), etterfulgt av de vestligste av Vestavind-områdene. Til sammenligning har eksisterende havvindparker i Storbritannia i perioden 2017-2021 rapportert kapasitetsfaktorer mellom 34 og 57 % [2]. Lavest kapasitetsfaktor er beregnet for eksempelprosjektene i områdene Nordavind og Nordvest.

Energikostnad

Energikostnaden er beregnet for hver turbinposisjon ved bruk av kostnadsmodellen beskrevet i kapittel 3.5 og normalisert til en indeks med verdier mellom 0 og 100 for å forenkle sammenlikningen. Beregnet gjennomsnittlig normalisert energikostnad varierer mellom 13,9 og 61,8 for eksempelprosjektene med totalkapasitet på 1500 MW.

Lavest energikostnad er beregnet for eksempelprosjektene i utredningsområdene Sørvest og Sønnavind grunnet kombinasjonen av høy beregnet kapasitetsfaktor og gode muligheter for nettilknytning. I Sørvest-regionen beregnes lavest energikostnad for eksempelprosjekter hvor vanndybden i samtlige turbinposisjoner er lavere enn 70 m og er det mulig å tilknytte med bunnfast HVDC (Sørvest C, Sørvest B og Sørvest D). Sønnavind A har høyest energi og ligger nær nok land til at HVAC kan benyttes med relativt lave elektriske tap, samt havdybder som er godt egnet for flytende installasjoner (gjennomsnittlig dybde 133 m). Utredningsområdene hvor hybridløsninger (kombinasjon av bunnfast og flytende) må benyttes (Sørvest A og Sørvest E) følger deretter med nokså lav energikostnad.

De øvrige prosjektene er lokalisert på langt større vanndybder (midlere dybde mellom 216 og 310 m), som fordrer flytende vindturbineteknologi og som også vil gi begrensninger for tilknytning med HVDC, da teknologien for flytende HVDC-anlegg anses å være for umoden til å kunne benyttes. For store deler av områdene identifisert for flytende prosjekter sammenfaller områdene med høyest energipotensiale med områder med dypest vann og større avstand fra land, noe som gjør det kostbart å utnytte vindforholdene i disse områdene.

Blant prosjektene lokalisert i områder med store vanndybder er forventet energikostnad lavest for utredningsområdene i Vestavind-regionen, etterfulgt av utredningsområdene i Nordvest og Nordavind-regionene, med høyest normalisert energikostnad beregnet for de tre vestligste Nordavind-

prosjektene (B, C og D). Energikostnadsmodellen er sensitiv for flere faktorer, hvor endring av antagelser eller detaljert prosjektering av tilknytningsløsning kan påvirke resultatene. Dette gjelder spesielt områdene hvor landfall kan etableres lenger fra tilknytningspunktet, slik at eksportkabelen kan deles i to eller at deler av forbindelsen føres over land. Se kapittel 6 for flere detaljer om disse sensitivitetene og hvordan de kan påvirke rangeringen av utredningsområdene.

8.3 Sensitivitetsanalyse av kapasitetstetthet

I henhold til oppdragsbeskrivelsen er det også gjort en analyse av effekten av å øke kapasitetstettheten fra 3,5 til 5 og 7,5 km² gitt samme utstrekning på området, for å belyse hvordan dette vil påvirke vaketap og nette energiproduksjon. Det er samtidig valgt å se på hvordan orienteringen av utredningsområdet i forhold til hovedvindretningen påvirker resultatene. Ut ifra dette ble følgende to områder valgt til analysen:

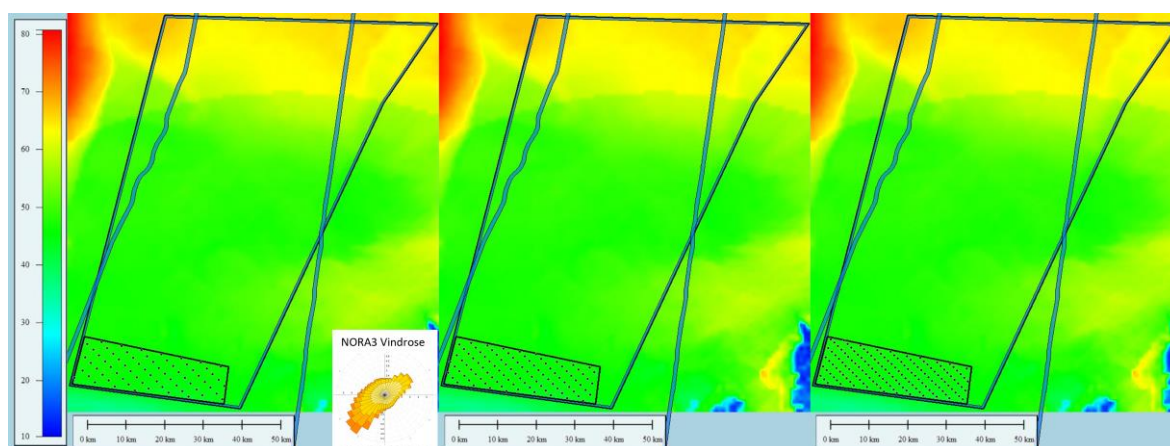
- **Nordvest C.** Formen på utredningsområdet muliggjør at foreslått eksempelprosjekt orienteres normalt på hovedvindretningen (sørvest til nordøst). Dette gir relativt lavt vaketap.
- **Vestavind C.** Hovedvindretningen i dette området er sør mot nord, mens utredningsområdet strekker seg i samme retning. Avstanden øst mot vest er relativt kort, og ytterligere turbiner må nødvendigvis plasseres bak turbiner i fremherskende vindretning, noe som medfører relativt store vaketap.

Som beskrevet i kapittel 4.1.2, vil scenariet med 1500 MW installert effekt og en kapasitetstetthet på 3,5 MW/km² kreve et areal på tilnærmet 430 km². Basert på denne utstrekningen presenteres det i Tabell 8-2 under hvor stor totalkapasitet dette innebærer for ulike størrelser på kapasitetstettheten. Tabellen viser også hvor mange turbiner av turbintypen valgt for denne analysen som vil få plass innenfor arealet, og hvor stor total installert kapasitet dette antallet turbiner vil gi.

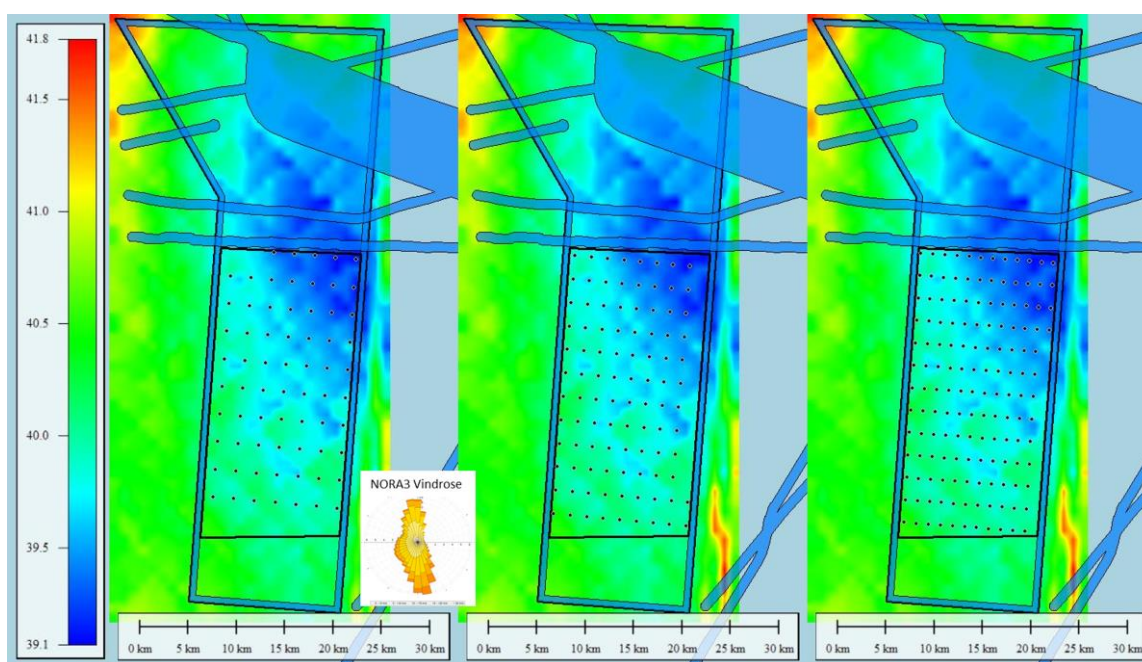
Tabell 8-2: Variasjon i prosjektstørrelse ved endring i kapasitetstetthet for gitt areal

Kapasitetstetthet [MW/km ²]	Beregnet kapasitet for areal med 430 km ² [MW]	Antall turbiner [22 MW]	Total installert kapasitet [MW]
3,5	1505	68	1496
5,0	2150	98	2156
7,5	3225	147	3234

Layoutene som er utarbeidet for hvert av alternativene i Tabell 8-2 er presentert i Figur 8-2 og Figur 8-3 for henholdsvis utredningsområde Nordvest C og Vestavind C.



Figur 8-2: Representativ Nordvest C - Turbinlayout 1500 MW (venstre), 2150 MW (midt) og 3225 MW (høyre).



Figur 8-3: Representativ Vestavind C - Turbinlayout 1500 MW (venstre), 2150 MW (midt) og 3225 MW (høyre).

Beregnet energiproduksjon for hvert alternativ, kun hensyntatt blokkeringstap og interne vaketap, er presentert i Tabell 8-3.

Tabell 8-3: Beregnet brutto- og netto energiproduksjon og tilhørende kapasitetsfaktor med samtlige produksjonstap hensyntatt.

Delområde	Installert kapasitet [MW]	Turbinavstand [RD]	Energitetthet [MW/km ²]	Brutto produksjon [GWh/år]	Netto produksjon [GWh/år] (kun blokkerings- og vaketap hensyntatt)	Vaketap [%]	Endring i vaketap fra alternativ med energitetthet 3,5 MW/km ² [%]
NV-C 1500 MW	1496	10,0 x 7,5	3,47	7025,3	6559,3	6,63	--
NV-C 2150 MW	2156	8,5 x 6,0	5,00	10129,3	9161,7	9,55	2,9
NV-C 3225 MW	3234	7,5 x 4,5	7,51	15191,8	13145,9	13,47	6,8
VV-C 1500 MW	1496	10,0 x 7,5	3,47	7434,8	6859,2	7,74	--
VV-C 2150 MW	2156	8,5 x 6,0	5,01	10728,1	9564,5	10,85	3,1
VV-C 3225 MW	3234	8,1 x 4,4	7,51	16087,1	13711,5	14,77	7,0

Som tabellen over viser, medfører 3,5 MW/km²-scenariet en avstand mellom turbinene på 10 rotordiametere (RD) i fremherskende vindretning og 7,5 RD normalt på dette (10,0 x 7,5). Turbinavstanden reduseres til 8,5 x 6,0 RD i scenariet med kapasitetstetthet 5,0 MW/km² og til 7,5 x 4,5 RD (Nordvest C) og 8,1 x 4,4 RD (Vestavind C) for scenariet med kapasitetstetthet på 7,5 MW/km². I begge tilfellene øker vaketapet med omtrent 3 % fra 3,5 til 5,0 MW/km²-scenariet og med rundt 7 % fra 3,5 til 7,5 MW/km²-scenariet.

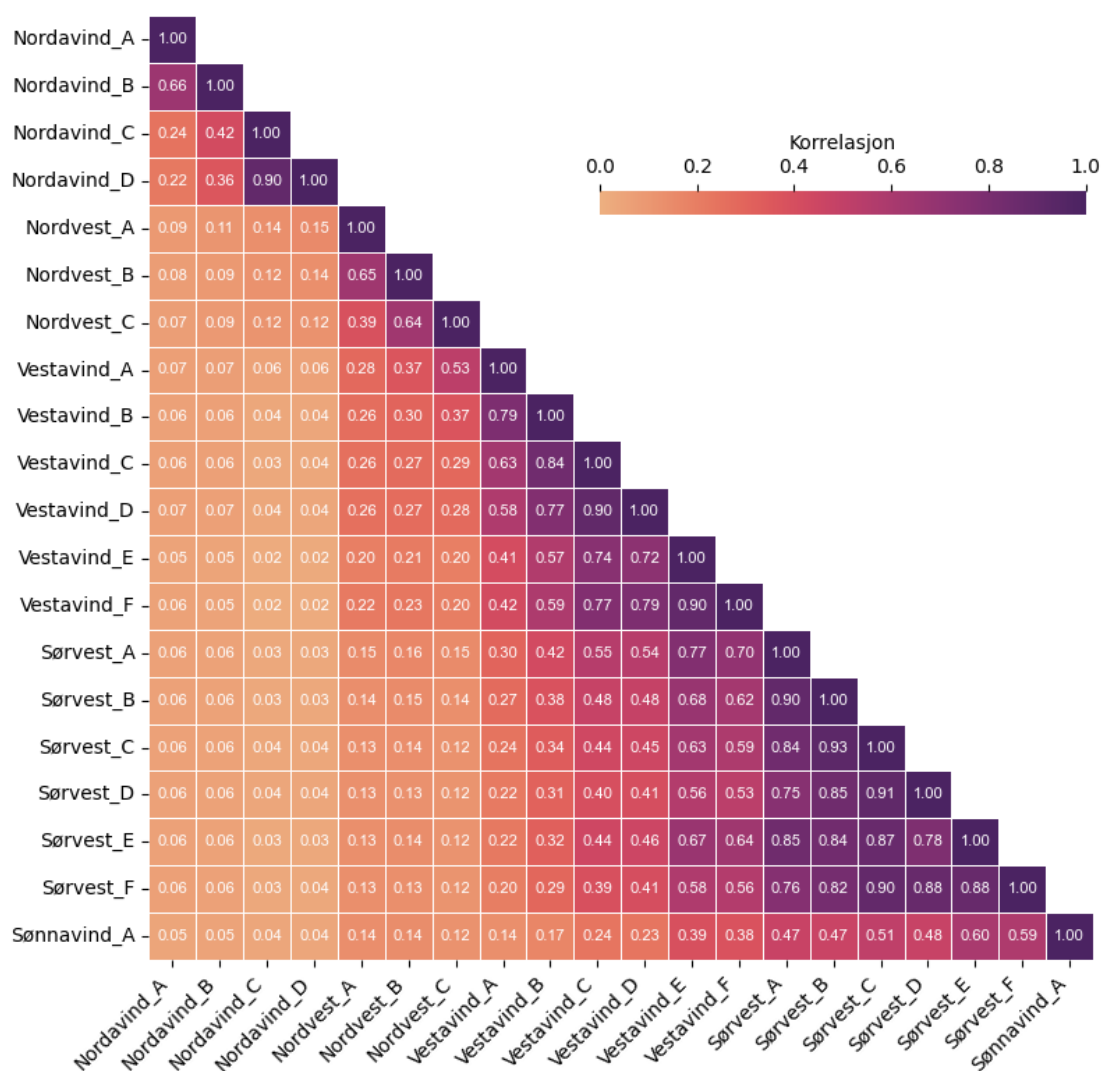
8.4 Samvariasjon mellom utredningsområdene

En av de store utfordringene knyttet til utnyttelse av vindkraft er den store variasjonen i vindforholdene, både geografisk og over tid. Vindparker som ligger plassert nærme hverandre vil ofte produsere kraft som er høyt korrelert, det vil si at når den ene parken produserer mye produserer den andre også mye og omvendt. Slike vindparker vil derfor i liten grad kunne bidra til en balansert kraftproduksjon. Samvariasjonen i vindens retning og styrke avtar normalt med avstanden mellom de aktuelle områdene.

Samvariasjon i beregnet energiproduksjon er gjort for alle 20 utredningsområdene. Dette inkluderer da de 17 «2040-områdene» som inngår i denne rapporten, samt de 3 «2025-områdene» fra forrige rapport. Dette er gjort for å vise samvariasjonen over samtlige utredningsområder, og ikke eksklusivt til langsiktige utredningsplaner. Beregningene er basert på 10 år med timesvise produksjonstidsserier. Beregningene inkluderer vake- og blokkeringstap beregnet i henhold til metodikken beskrevet i kapittel 4.3.

Samvariasjonen er beregnet i form av Pearson korrelasjonskoeffisienten. De beregnede verdiene for hvert område er presentert i Figur 8-4. Korrelasjonskoeffisienten er et tall mellom -1 og +1 som viser graden av samsvar mellom verdiene.

- En korrelasjonskoeffisient på +1 indikerer en høy positiv sammenheng mellom verdiene. Det vil si at begge har lignende lav eller høy produksjon i samme tidsperiode.
- En korrelasjonskoeffisient på -1 indikerer en høy negativ (omvendt) sammenheng mellom verdiene. Det vil si at et område vil ha høy produksjon mens et annet har lav produksjon i samme tidsperiode.
- En korrelasjon lik null betyr at det ikke eksisterer noen sammenheng mellom verdiene.



Figur 8-4: Korrelasjon (Pearson Correlation Coefficient) i beregnet energiproduksjon (timesverdier) for de 20 utredningsområdene.

Som figuren over viser er det tilnærmet ingen korrelasjon mellom prosjektene i Nordavind-regionen og de øvrige utredningsområdene. Dette skyldes den store avstanden mellom de nordlige utredningsområdene og utredningsområdene lenger sør. Vinden over havet styres i stor grad av bevegelsen til lavtrykkene. Disse har typisk en utstrekning på 1000 km. Med en avstand på over 2000 km mellom regionene Sørvest og Nordavind betyr dette at de to regionene ikke vil kunne preges av samme lavtrykk til samme tid. Selv mellom Nordvest-områdene og Nordavind A er avstanden såpass stor (omtrent 1000 km) at selv om de kan ligge i ytterkanten av samme lavtrykk vil de ikke preges på samme måte, med lik vindretning og vindstyrke.

Mellom regionene lenger sør er graden av samvariasjon gradvis økende og det er også generelt høy korrelasjon mellom utredningsområdene innad i hver region. Korrelasjonen mellom de ulike "hovedområdene" (Sønnavind, Sørvest, Vestavind, Nordvest, og Nordavind) er stort sett lavere enn 50 %, selv om korrelasjonen mellom områder innenfor "hovedområdene" er betydelig høyere.

9. Referanser

- [1] Multiconsult & Meventus, "10254852-01-RIEN-RAP-001 Fagutredning for virkninger av havvind for kraftproduksjon og vindregime; Vestavind F, Sørvest F & Vestavind B," 2024.
- [2] The Crown Estate, "Offshore Wind Report," 2021.
- [3] NVE, "Nye områder for havvind," 2023. [Online]. Available: <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/nye-omrader-for-havvind/>.
- [4] "www.energyglobal.com," Energy Global, 03 11 2020. [Online]. Available: <https://www.energyglobal.com/special-reports/03112020/floating-wind-what-are-the-mooring-options/>. [Accessed 01 03 2024].
- [5] Statnett, "Tilknytning av nye havvindområder til land," 2023.
- [6] Statnett, "Utvikling av nett til havs," 2023.
- [7] Søkeldirektoratet, "Faktasider - Søkeldirektoratet," [Online]. Available: <https://factpages.sodir.no/nb-no/field>. [Accessed 04 03 2024].
- [8] Geonorge, "Sjøkart - Maritim infrastruktur," [Online]. Available: <https://kartkatalog.geonorge.no/metadata/a894ea02-d2dc-4550-ac3e-49230ceed42a>. [Accessed 04 03 2024].
- [9] "Wind farm costs, Bunnfast," UK Offshore Renewable Energy Catapult, [Online]. Available: <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>.
- [10] "Wind farm costs, Flytende," UK Offshore Renewable Energy Catapult, [Online]. Available: <https://guidetofloatingoffshorewind.com/wind-farm-costs/>.
- [11] "A new way to design wind projects," Vind AI, [Online]. Available: <https://vind.ai/>.
- [12] "Cable Engineering Software," Cableizer, [Online]. Available: <https://www.cableizer.com/>.
- [13] "Inter array cable length measurement," Vind AI, [Online]. Available: <https://help.vind.ai/en/articles/8033643-inter-array-cable-length-measurement>.
- [14] J. G. Pedersen et al, "Turbulence Optimized Park model with Gaussian wake profile," *Journal of Physics: Conference Series*, p. 10, 2022.
- [15] "PSS®E – high-performance transmission planning and analysis software," SIEMENS, [Online]. Available: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/planning/pss-software/pss-e.html>.
- [16] P. Skeie, D. J. Steinskog and J. Näs, "Fagutredning til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs," StormGeo, 2012.
- [17] M. C. Pedersen, M. L. Thøgersen, L. Svenningsen, T. G. Sørensen and M. Sørensen, "EMD Ice Loss at the Edge," EMD, 2024.

Vedlegg A Turbineffekt- og thrustkurver

Tabell A: Effektkurve for turbin for ulike hastigheter.

Vindhastighet [m/s]	Effekt [kW]	C _r
3,0	274	0,930
3,5	586	0,871
4,0	1024	0,846
4,5	1454	0,830
5,0	2132	0,812
5,5	2850	0,805
6,0	3752	0,806
6,5	4816	0,808
7,0	5982	0,808
7,5	7394	0,807
8,0	8730	0,804
8,5	10342	0,801
9,0	12180	0,787
9,5	13806	0,734
10,0	15312	0,671
10,5	16892	0,615
11,0	18386	0,566
11,5	19550	0,508
12,0	20244	0,444
12,5	20760	0,384
13,0	21158	0,336
13,5	21357	0,296
14,0	21528	0,262
14,5	21676	0,234
15,0	21818	0,210
15,5	21885	0,190
16,0	21970	0,172
16,5	22000	0,157

Vindhastighet [m/s]	Effekt [kW]	C _r
17,0	22000	0,143
17,5	22000	0,132
18,0	22000	0,122
18,5	22000	0,112
19,0	22000	0,102
19,5	22000	0,093
20,0	22000	0,083
20,5	22000	0,073
21,0	22000	0,064
21,5	22000	0,056
22,0	22000	0,048
22,5	22000	0,041
23,0	22000	0,036
23,5	22000	0,030
24,0	21984	0,026
24,5	21797	0,022
25,0	21318	0,018
25,5	20427	0,017
26,0	19316	0,015
26,5	18040	0,013
27,0	16704	0,012
27,5	15373	0,011
28,0	14047	0,010
28,5	12722	0,009
29,0	11424	0,008
29,5	10230	0,007
30,0	9416	0,006

Vedlegg B Detaljer for kostnadsmodell

Dette vedlegget gir detaljer om kostnadsmodellen beskrevet i kapittel 4.1 av hovedrapporten.

B.1 Beskrivelse av kostnadsmodell

Estimert energikostnad baseres på kostnadstall og -fordeling utarbeidet av «UK Offshore Renewable Energy Catapult» som er et initiativ for både bunnfast og flytende havvind [9] [10]. Dette initiativet gir en mer detaljert prisoppdeling av komponentene for referanseprosjektene beskrevet i Tabell B-1. Merk at kostnadsnivåene for hvert referanseprosjekt representerer kostnadsnivåene i beregningsåret som angitt i tabellen nedenfor og er ikke justert for å ta hensyn til bransjeutvikling, råvarepriser eller geopolitiske hendelser. De brede trendene og antakelsene anses som relevante for denne rapporten, men det bør utvises forsiktighet hvis kostnadene benyttes direkte til andre formål.

Tabell B-1: Referanseprosjektantagelser for prosjektkostnader for flytende og bunnfast havvind.

Referanseprosjekter UK Offshore Renewable Energy Catapult		
Parameter	Flytende	Bunnfast
Beregningsår	2023	2019
Dato for finansiell avgjørelse (FID)	2025	2019
Idriftsettelse	2028	2022
Installert effekt [MW]	450	1000
Turbineffekt [MW]	15	10
Vanndybde i planområde [m]	100	30
Avstand til land, tilkoblingspunkt og havn [km]	60	60
Fundamenttype, ankringstype	Delvis nedsenkbar (semi submersible), tre-punkt ankerliner med flukeanker (drag-embedded)	Ikke spesifisert
Fundamenttype omformerstasjon	Bunnfast fixed jacket	Ikke spesifisert

Følgende generelle antagelser ble brukt for prosjektkostnadsmodellene:

- Prosjektgrunnlagets størrelse som ble brukt for vurderingen og kostnadsberegningene, er 1500 MW, ved bruk av samme turbin, turbinavstand og elektrisk infrastruktur.
- Prosjektlevetid er antatt å være 30 år. OPEX- og avviklingskostnader er diskontert med diskonteringsrente på 6 %.

Kostnadene for hver prosjekttipe (bunnfast og flytende) ble gruppert i tre kategorier presentert i Tabell B-2.

Tabell B-2: Utvalgte kostnadskomponenter for kartlegging av utredningsområdene.

Kategori og skalering	Kostnadskomponent
Investeringskostnad (K_{INV}) i MNOK/MW (som er antatt lik for alle prosjekttyper).	Prosjektutvikling og styring
	Turbin
	Transformatorstasjon
	Internkabling
	Eksportkabling på land
	Forsikring og avsetninger for uforutsette kostnader
	Driftskostnader (OPEX)
	Avviklingskostnader
Dybdevarierende kostnad (K_D), angitt i NOK/MW/m.	Fundamenteringsutstyr
	Fundamentering installasjon
Distansevarierende kostnad (K_d), angitt i NOK/MW/km.	Eksportkabling til havs
	HVAC / HVDC grense

Den totale kostnaden for baseline-prosjektet for hvert punkt ble deretter beregnet ved hjelp av følgende ligning:

$$K_P = C_{TOT} * (K_{INV} + D * K_D + d_n * K_d)$$

hvor

K_P = Prosjektkostnad

C_{TOT} = Total installert kapasitet i MW

K_{INV} = Investeringskostnader i MNOK/MW (som er antatt lik for alle prosjekttyper)

K_D = Dybdevarierende kostnad i MNOK/MW/m

K_d = Distansevarierende kostnad i MNOK/MW/km

D = Havdybde i m

d_n = distanse til nett i km

Hvordan de tekniske parameterne ved hvert rutenettpunkt vil bli adressert i kostnadsmodellene beskrives i de neste underkapitlene.

B.2 Kostnadsdata

UK Catapult-komponentkostnadene som brukes som grunnlag i kostnadsmodellen er gitt i de følgende avsnittene. Av sporbarhetsgrunner ble beskrivelsene i kostnadstabellene beholdt på engelsk, og verdiene i britiske pund (GBP) før de ble konvertert til norske kroner. Valutakurs er antatt å være 13,35 NOK/GBP.

Bunnfast

Tabell B-3: Investeringskostnader som er antatt lik for alle prosjekttyper – bunnfast.

Category	Cost source	Cost [£/MW]	Discounted cost [£/MW]	Total cost [MNOK/MW]
Development and project management	Development and consenting services	120000	N/A	1,60
	Environmental surveys			
	Resource and metocean assessment			
	Geological and hydrographical surveys			
	Engineering and consultancy			
	Project management			
Wind turbine	Wind turbine	1000000	N/A	13,35
Balance of plant	Array cable	35000	N/A	0,47
	Cable protection	2000	N/A	0,03
	Offshore substation	125000	N/A	1,67
	Electrical system			
	Facilities			
	Structure			
	Onshore substation	30000	N/A	0,40
	Buildings, access, and security			
	Other			
	Operations base	3000	N/A	0,04
Installation and commissioning	Onshore substation construction	25000	N/A	0,33
	Offshore cable installation	220000	N/A	2,94
	Cable burial			
	Cable pull-in			
	Electrical testing and termination			
	Other (cable-laying vessel, survey works, route clearance, cable protection systems)			
	Turbine installation	50000	N/A	0,67
	Offshore logistics	3500	N/A	0,05

Category	Cost source	Cost [£/MW]	Discounted cost [£/MW]	Total cost [MNOK/MW]
Financial	Contingency and insurance	212000	N/A	2,83
Operations and maintenance *(£/MW/year)	Operations	75000*	1.032.362	13,78
	Training			
	Onshore logistics			
	Offshore logistics			
	Health and safety inspections			
	Other (insurance, environmental studies)			
	Maintenance			
	Turbine maintenance and service			
	Balance of plant maintenance service			
Decommissioning **(Year 30)	Turbine decommissioning	325000**	56.585,8	0,76
	Foundation decommissioning			
	Cable decommissioning			
	Substation decommissioning			
Total				38,91

Tabell B-4: Distansevarierende kostnader – bunnfast.

Category	Cost Source	Cost [£/MW]	Total cost [MNOK/MW]
Balance of plant	Export cable	130000	1,74
Installation and commissioning	Offshore cable installation	5000	0,07
Total			1,8

Tabell B-5: Dybdevarierende kostnader – bunnfast.

Category	Cost Source	Cost [£/MW]	Total cost [MNOK/MW]
Balance of plant	Mooring systems	280000	3,74
	Transition piece		

	Corrosion protection		
	Scour protection		
Installation and commissioning	Foundation installation	100000	1,34
	Offshore substation installation	35000	0,47
Total			5,54

Ettersom grunnlagsprosjektet hadde 60 km avstand til land med gjennomsnittsdypde på 30 m ble følgende verdier brukt i kostnadsmodellen for bunnfast.

Tabell B-6: Resulterende parametere for kostnadsmodellen – bunnfast.

Parameter	Enhet	Verdi
Investeringskostnader, antatt lik for alle prosjekttyper (K_{INV})	MNOK/MW	38,9
Dybdevarierende kostnad (K_D)	MNOK/MW/m	0,03
Distansevarierende kostnad (K_d)	MNOK/MW/km	0,185

Flytende

Tabell B-7: Investeringskostnader som er antatt lik for alle prosjekttyper – flytende.

Category	Cost source	Cost [£/MW]	Discounted cost [£/MW]	Total cost [MNOK/MW]
Development and project management	Development and consenting services	150000	N/A	2,00
	Environmental surveys			
	Resource and metocean assessment			
	Geological and hydrographical surveys			
	Engineering and consultancy			
	Project management			
Wind turbine	Wind turbine	1300000	N/A	17,36
Balance of plant	Array cable	71000	N/A	0,95
	Cable accessories	44000	N/A	0,59
	Interface			
	Cable protection			
	Buoyancy			

Category	Cost source	Cost [£/MW]	Discounted cost [£/MW]	Total cost [MNOK/MW]
	Connectors and joints			
	Floating substructure	960000	N/A	12,82
	Structure			
	Secondary steel			
	Systems			
	Corrosion protection			
	Offshore substation	150000	N/A	2,00
	HVAC electrical system			
	Auxiliary systems			
	Topside structure			
	Foundation			
	Onshore substation	82000	N/A	1,09
	Electrical system			
	Buildings, access, and security			
Installation and commissioning	Inbound transport	8700	N/A	0,12
	Offshore cable installation	74000	N/A	0,99
	Array cable installation			
	Offshore substation installation	24000	N/A	0,32
	Onshore export cable installation	5700	N/A	0,08
Financial	Contingency and insurance	270000	N/A	3,60
Operations and maintenance *(£/MW/year)	Operations	71000*	977303	13,05
	Operations control centre			
	Training			
	Onshore logistics			
	Technical resource (on/offshore)			
	Admin and support staff (onshore)			
	Insurance			
	Maintenance			

Category	Cost source	Cost [£/MW]	Discounted cost [£/MW]	Total cost [MNOK/ MW]
	Turbine maintenance			
	Balance of plant maintenance			
	Statutory inspections			
	Offshore logistics and vessels			
	O&M port			
De-commissioning **(Year 30)	Floating substructure - turbine decommissioning	150000**	26116,5	0,35
	Mooring and anchoring decommissioning			
	Cable decommissioning			
	Substation decommissioning			
Total				55,3

Tabell B-8: Distansevarierende kostnader – flytende.

Category	Cost source	Cost [£/MW]	Total cost [MNOK/MW]
Balance of plant	Export cable	200000	2,67
Installation and commissioning	Offshore cable installation	66700	0,89
	Export cable installation		
	Cable pull-in		
	Electrical testing and termination		
	Offshore logistics	2200	0,03
	Sea-based support		
	Marine coordination		
	Weather forecasting and metocean data		
	Marine safety and rescue		
Total			3,59

Tabell B-9: Dybdevarierende kostnader – flytende.

Category	Cost source	Cost [£/MW]	Total cost [MNOK/MW]
Balance of plant	Mooring systems	180000	2,40
	Anchor systems		
	Mooring lines and chains		
	Jewellery		
	Topside connection		
	Installation aids		
Installation and commissioning	Mooring and anchoring pre-installation	68000	0,91
	Floating substructure - turbine assembly	68000	0,91
	Heavy lifting and moving equipment		
	Technician services		
	Marshalling port		
	Other		
	Floating substructure - turbine installation	53000	0,71
Total			4,93

Ettersom grunnlagsprosjektet hadde 60 km avstand til land med gjennomsnittsdypde på 100 m ble følgende verdier brukt i kostnadsmodellen for flytende.

Tabell B-10: Resulterende parametere for kostnadsmodellen – flytende.

Parameter	Enhet	Verdi
Investeringskostnader, antatt lik for alle prosjekttyper (K_{INV})	MNOK/MW	55,3
Dybdevarierende kostnad (K_D)	MNOK/MW/m	0,06
Distansevarierende kostnad (K_d)	MNOK/MW/km	0,049

B.3 Stedsspesifikke kostnadsjusteringer

I tillegg til grunnlagskostnaden i hvert punkt i rutenettet, basert på avstand fra land og havdybde, ble følgende kostnadsjusteringer gjort i modellen basert på spesifikke forhold ved hvert punkt.

- Den dybdevarierende kostnaden (K_D) i hvert rutenettpunkt ble økt med 25 % dersom dybdene var klassifisert som «bunnfast-utfordrende» (50-70 m) eller «flytende-utfordrende» (70-100 m).
- For flytende prosjekter ble den dybdevarierende kostnaden (K_D) i rutenettposisjoner med sedimenter klassifisert som «harde» gitt en kostnadsøkning på 50 %. Detaljer om sedimentklassifiseringer gis i kapittel 0.
- HVDC ble antatt for bunnfaste prosjekter hvor avstanden til antatt landfall var 130 km eller mer. For flytende prosjekter med mer enn nevnte avstand ble det benyttet HVAC med ekstra investeringskostnader som følge av behov for økt reaktiv kompensering. I realiteten vil det være avstandsbasert, men her forenklet hensyntatt som økt stasjonskostnad. Elektriske tap ble også justert for å ta høyde for økt tap som følge av avstanden og tar derfor høyde for den avstandsbaserte kostnaden til en viss grad.
 - For rutenettpunkt over denne grensen og klassifisert som «bunnfast» eller «bunnfast-utfordrende» ble den distansevarierende kostnaden (K_d) redusert med 20 % for ytterligere kostnader over 130 km.
 - For rutenettpunkt over denne grensen og klassifisert som «flytende» eller «flytende-utfordrende» ble CAPEX-kostnadene relatert til transformatorstasjonen økt med en faktor på 2,0.
- For prosjekter nærmere enn 60 km fra nettilknytningspunktet på land ble det antatt en landbasert transformatorstasjon. For rutenettpunkt innenfor denne grensen ble CAPEX-kostnadene relatert til transformatorstasjonen redusert med en faktor på 1,8.

Havbunns- og sedimentklassifisering

Tilgjengelige data for marine bunnsedimenter (kornstørrelse) fra Norges Geologiske Undersøkelse (NGU) (supplert med bunnsedimenter (dannelse)) i områder hvor informasjon om kornstørrelse ikke er tilgjengelig ble ansett som tilstrekkelig for bruk til rangering av områdene for flytende havvind.

Hver type havbunnsediment i datasettet er klassifisert som enten hardt eller mykt. En oversikt vises under, i Tabell B-11.

Tabell B-11: Klassifisering av havbunnsedimenter.

Datasekk	Sedimenter	Klassifisering	Kode
Bunn-sediment korn-størrelse	Grus	Mykt	170
	Grus, stein og blokk	Hardt	175
	Grusholdig sand	Mykt	130
	Grusholdig sandholdig slam	Mykt	115
	Grusholdig slamholdig sand	Mykt	120
	Harde sedimenter eller sedimentære bergarter	Hardt	300
	Leire	Mykt	10
	Sand	Mykt	100
	Sand, grus og stein	Mykt	185

Datasett	Sedimenter	Klassifisering	Kode
	Sand, grus, stein og blokk	Hardt	215
	Sandholdig grus	Mykt	160
	Sandholdig slam	Mykt	40
	Slam	Mykt	20
	Slam og sand med grus, stein og blokk	Hardt	206
	Slamholdig sand	Mykt	80
	Slamholdig sandholdig grus	Mykt	150
	Stein og blokk	Hardt	180
	Tynt eller usammenhengende sedimentdekke over berggrunn	Hardt	1
Bunn-sediment dannelse	Bart fjell/fjell med usammenhengende eller tynt løsmassedekke	Hardt	140
	Debris-strømvsetning (maringeologi)	Hardt	213
	Glasimarin avsetning (maringeologi)	Mykt	202
	Grunnmarin avsetning (maringeologi)	Hardt	210
	Konturittavsetning (maringeologi)	Mykt	211
	Marin bunnstrømvsetning (maringeologi)	Mykt	201
	Marin strandavsetning, sammenhengende dekke	Mykt	42
	Marin suspensjonsavsetning (maringeologi)	Mykt	200
	Morenemateriale, sammenhengende dekke, stedvis med stor mektighet	Mykt	11
	Skredmateriale og hemipelagiske avsetninger (maringeologi)	Mykt	
	Skredmateriale, delvis dekket av yngre sedimenter (maringeologi)	Mykt	

B.4 Landtilknytningspunkter

Landtilknytningspunktene ble valgt basert på en kartundersøkelse, hvor den nærmeste lokasjonen med veitilgang og havn ble definert for hvert av utredningsområdene. Dette ble benyttet for kartlegging av avstand til land for beregning av tilgjengelighetstap knyttet til adkomst ved uforutsette feil på turbinene. Linjer med radius på 100 km fra disse posisjonene er vist sammen med utredningsområdene i Figur B for å indikere deres avstand til disse punktene.



Figur B: Utredningsområder (2025 og 2040) med avstand til landtilknytningspunkt (havn) som ble benyttet for beregning av tilgjengelighetstap.