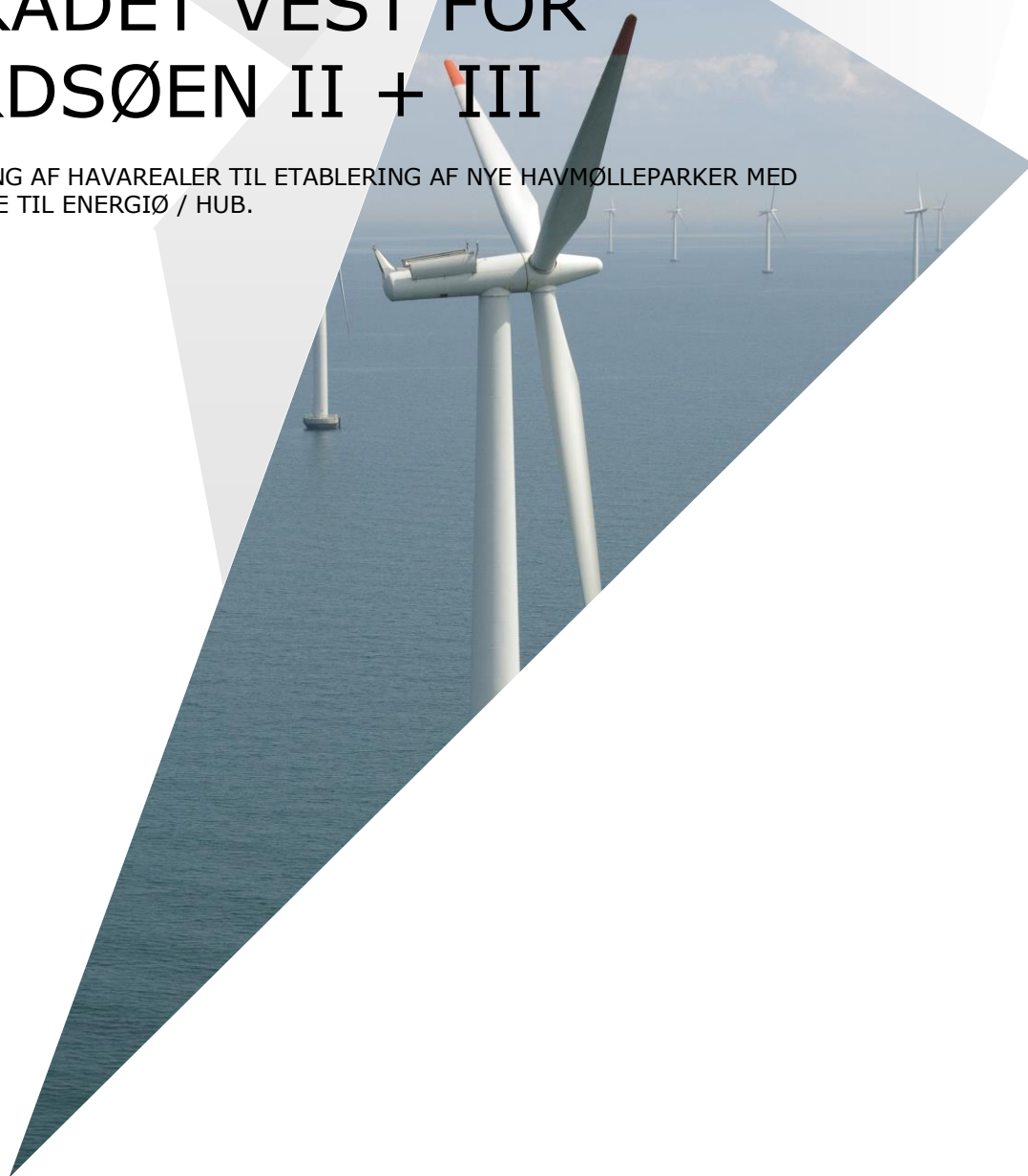


MAJ 2020
ENERGISTYRELSEN

VINDRESSOURCE, LAYOUTS OG ENERGIPRODUKTION FOR BORNHOLM I + II, NORDSØEN II + III OG OMRÅDET VEST FOR NORDSØEN II + III

FINSCREENING AF HAVAREALER TIL ETABLERING AF NYE HAVMØLLEPARKER MED
FORBINDELSE TIL ENERGIØ / HUB.



COWI

MAJ 2020
ENERGISTYRELSEN

VINDRESSOURCE, LAYOUTS OG ENERGIPRODUKTION FOR BORNHOLM I + II, NORDSØEN II + III OG OMRÅDET VEST FOR NORDSØEN II + III

FINSCREENING AF HAVAREALER TIL ETABLERING AF NYE HAVMØLLEPARKER MED
FORBINDELSE TIL ENERGIØ / HUB

PROJEKTNR.

A132994

DOKUMENTNR.

A132994-2-3

VERSION

FINAL

UDGIVELSESDATO

18-05-2020

BESKRIVELSE

Delrapport

UDARBEJDET

GNLO

KONTROLLERET

THDG

GODKENDT

TRLC

INDHOLD

1	Indledning	7
1.1	Delrapportens indhold	8
2	Metode og antagelser	10
2.1	Vindmølle	10
2.2	Layoutprocessen	11
3	Datagrundlag	12
3.1	Mesoscale modellering	12
3.2	Vindressource	13
4	Potentielle vindmøllepark layouts	18
4.1	Nordsøen II+III +Vest	18
4.2	Definition af Energiø / Hub	20
4.3	Grov screening af Nordsøen II + III + Vest	22
4.4	Basislayouts - Optimering	27
4.5	Bornholm I+II	34
5	Bruttoområder	37
6	Resultater	38
6.1	Flow model	38
6.2	Langtidskorrektion	38
6.3	Tab	39
6.4	Produktionsestimater	40
6.5	Produktionsestimater ved 7 GW vindklynge	42

BILAG

Bilag A Beskrivelse af StormGeos vindmodellering

Bilag B Ekstrapoleret Effektkurve – 15 MW

Bilag C Vindmøllepark layouts

C.1 Nordsøen II+III Layouts

C.2 Bornholm I+II Layout

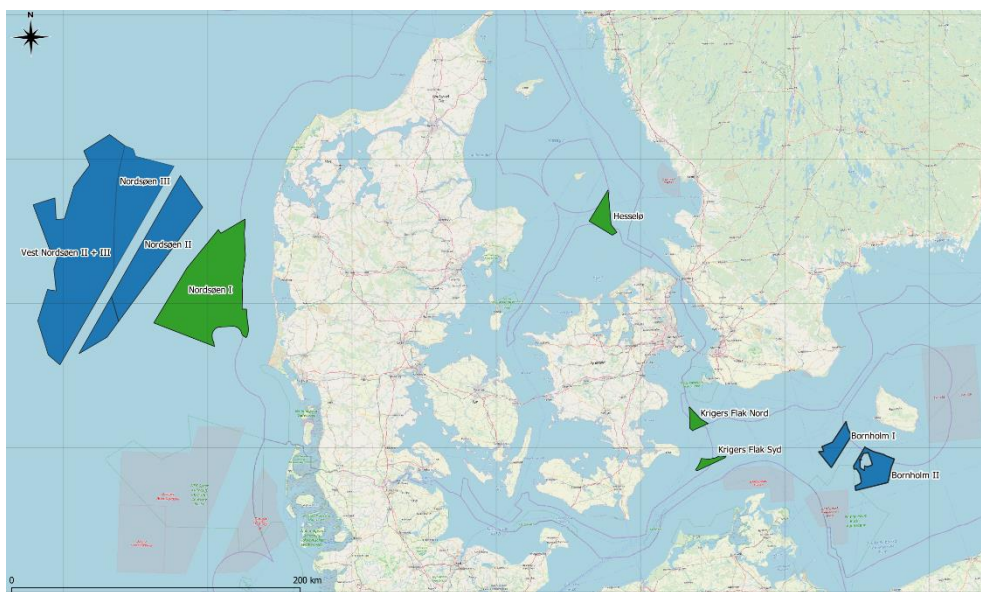
Bilag D Bruttoområder

D.1 Nordsøen I

Bilag E Ekstra layout - Bornholm I + II - Layout 4

1 Indledning

Energistyrelsen har gennemført den såkaldte 10 GW screening som opfølgning på Energifaen i 2018. På den baggrund har Energistyrelsen valgt 6 områder, der skal finscreenses i dette studie (Figur 1-1). Formålet med screeningen er dels at bekræfte, at det er praktisk muligt at etablere havmølleparker med specifik placering i de angivne områder og dels at levere økonomiske beregninger og rangordne havmølleparkerne herefter. Beregningerne belyser økonomien i at opstille parker på de identificerede specifikke placeringer ved at tage højde for miljø og planmæssige forhold, havbundsforhold, vindressource, layouts og energiproduktions samt elektriske systemer.



Figur 1-1: Overblik over det samlede studieområde. Grønne arealer opdateres fra 2018 Finscreening. Blå områder er nye områder til vurdering.

Screeningsopgaven er prioriteret i 3 hovedelementer hvoraf første element består i at opdatere de områder, som var omfattet af en finscreening i 2018. Området der i 2018 finscreeningen blev reserveret til den kommende havmøllepark Thor ekskluderes for opdateringen da havmølleparken er i aktiv udvikling. Opdatering af områderne er dels baseret på ny information om interesserne i dele af områderne og dels baseret på ændringer i forudsætningerne for de økonomiske beregninger. Opdateringen af områderne fra finscreening i 2018 med direkte forbindelse til land inkluderer:

- > Nordsøen I (3174 km² hvoraf 440 km² er reserveret til Thor)
- > Hesselø (247 km²)
- > Kriegers Flak II (173 km²)

De resterende elementer i opgaven er baseret på, at der er givet politisk opdrag til at afsøge muligheder for at etablere en eller flere såkaldte energiøer/hubs i

havområder uden for dem, der var omfattet af 2018 finscreeningen. Med etableringen af sådanne energiøer / hubs åbnes muligheden for at bygge væsentlig flere havindmølleparker i nye områder.

Andet element i opgaven består således i at udføre en grov screening for placering af en energiø / hub.

Tredje og sidste element består i selve finscreeningen af havvindmølleparker i de nye tilgængelige delområder der leverer strøm til en Energiø/hub. Disse områder inkluderer:

- > Bornholm I + II (270 km² + 568 km²)
- > Nordsøen II + III (1872 km² + 1642 km²)
- > Området Vest for Nordsøen II + III ud til en havdybde på 50 m

1.1 Delrapportens indhold

Denne delrapport beskriver resultaterne af finscreeningen af de nye områder i relation til vindressourcen. Delrapporten indeholder endvidere potentielle layouts og dertil hørende energiproduktion. De potentielle layouts er baseret på kravene fra Energistyrelsen som angivet i opgavebeskrivelsen, samt vindressourcen sammenholdt med konklusioner og anbefalinger fra de andre delrapporter fra serien som angivet i Tabel 1-1.

Tabel 1-1 Oversigt over hele finscreeningens rapporter og delrapporter.

Rapporter
1-0 Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med direkte forbindelse til land.
1-1 Miljø-og planmæssige forhold for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II
1-2 Havbund og geologiske forhold for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II
1-3 Vindressource, layouts og energiproduktion for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II
1-4 Elektriske systemer for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II
2-0 Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til Energiø / hub.
2-1 Miljø-og planmæssige forhold for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest for Nordsøen II + III
2-2 Havbund og geologiske forhold for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest for Nordsøen II + III
2-3 Vindressource, layouts og energiproduktion for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest for Nordsøen II + III
2-4 Elektriske systemer for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest for Nordsøen II + III

2 Metode og antagelser

For at fastlægge udgangspunktet for placeringen af havvindmøllerne er der taget udgangspunkt i delrapporten for Miljø-og planmæssige forhold samt Havbund og geologiske forhold. I disse to rapporter er der foretaget en screening af de udvalgte områder, for at fastlægge hvilke dele af Nordsøen II + III, Vest for Nordsøen II + III og Bornholm I + II, der bedst egner sig til opførelsen af en havvindmøllepark og hvilke af områder der er helt udelukket. Som konklusionen i begge rapporter viser, er der ingen områder, som er udelukket, dog varierer egnetheden af områderne.

Et andet vigtigt input til placering af de potentielle layouts er vindressourcen og den elektriske infrastruktur.

2.1 Vindmølle

Parklayout baseres på en 15 MW vindmølle som vurderes at være et realistisk bud på møllestørrelse anvendt for havmølleparker installeret efter 2030. Da der ikke på nuværende tidspunkt findes kommercielle møller i denne størrelse, udlægges møllen ud fra tilgængelige kommercielle 8 – 12 MW vindmøller og under antagelse af, at en 15 MW mølle kan opnå tilsvarende C_p og C_t -kurver. Da udviklingen af havvindmøller går meget hurtigt, forventes det at 15 MW vindmøller er en realistisk vindmøllestørrelse for fremtidige offshoreparker. Med denne antagelse er det enkelt at ekstrapolere en effektkurve fra eksempelvis 8 MW vindmølle til 15 MW. Den anvendte effektkurve gældende for en 15 MW vindmølle kan ses i Bilag B.

Navhøjde og rotordiameter er ligeledes baseret på en skalering fra eksisterende møller dog under hensyntagen til praktiske begrænsninger som frihøjde fra havniveau til vingetip samt hensynet til strukturefrekvenser som udfordres hvis tårnet bliver meget højt.

Der vælges en navhøjde på 150 m og en rotordiameter på 236 m, så den maksimale tiphøjde bliver 268 m og frihøjden 32 m ift. havniveau. Navhøjden på 150 m tilbydes i dag kommercielt på GE Haliade-X 12 MW havvindmølleplatform hvilket giver vished for at strukturefrekvensen kan håndteres.

Da der anvendes samme mølle type for alle områder i denne screening vil selve mølletypen ikke have nogen indvirkning på hvordan de enkelte områder rankes forholdsvis.

2.2 Layoutprocessen

Det er bestemt, at den nye vindmøllepark skal være på 1 GW installeret effekt. Da der er anvendt en 15 MW vindmølle, betyder det, at hvert layout består af 67 vindmøller (dvs. 1005 MW).

Grundlæggende forudsætninger for layout processen var fastlagt i opgavebeskrivelsen:

- > *en parkstørrelse på 1 GW*
- > *en mølletæthed på 0,22 km²/MW (dvs. 4,55 MW/km²)*
- > *et bruttoområde til opstiller, som er 30% større end nødvendigt*
- > *for Nordsøen II+III og Vest Nordsøen II+III angives 10 GW installeret kapacitet (tre optimerede vindmølleparker på 1 GW hver + 7 GW til videreudvikling)*
- > *for Bornholm I+II angives 2-3 GW mulige layouts*

Baseret på disse krav og sammenholdt med resultaterne fra Miljø- og planmæssige forhold og Havbund og geologiske forhold har COWI udarbejdet forskellige potentielle layouts. Som udgangspunkt placeres møllerne optimalt i forhold til hovedvindretningen under hensyntagen til miljø- og havbundsforhold. De mulige layouts er derpå lagt symmetrisk ud fra en betragtning om visualitet og hensyntagen til kabellægning.

Skyggetab forårsaget af eventuelle naboparker f.eks. ved Kriegers Flak medtages ikke i beregningerne. Såfremt afstanden er mindre end 6 km eller placeret i fremherskende vindretning anbefales det at analysere påvirkningen. Dette vil kræve detaljerede oplysninger om park layout på naboparkerne.

Afstande mellem møllerne baseres på en forudsætning om at *wake loss* skal være mindre end 6%.

Området vest for Nordsøen II + III er betydeligt større end Nordsøen II og Nordsøen III. Da de modellerede datapunkter er fordelt inden for det overordnede område og dermed kan betragtes som repræsentative for hele området er det med henblik på navngivning i denne rapport, blevet besluttet at henvise til det samlede område som "*Nordsøen II + II+ Vest*".

3 Datagrundlag

3.1 Mesoscale modellering

Mesoscale modellering er en anerkendt og "*state of the art*" metode til at fastlægge vindressourcen, når målinger ikke er tilgængelige.

COWI foretog i 2014 en validering af mesoscale vinddata for kystnære projekter i Danmark¹. Disse data blev leveret af StormGeo A/S (underrådgiver til COWI A/S), som er højt specialiserede inden for metocean forecasting og hindcasting til bl.a. offshore- og vindindustrien. Valideringen blev udført på baggrund af eksisterende målinger fra otte meteorologiske master, som står både til havs og på land. Konklusionen fra valideringen var, at de genererede mesoscale data er i så god overensstemmelse med egentlige målinger, at de kan anvendes til med en acceptabel usikkerhed at bestemme vindressourcen for danske havvindmølleprojekter.

COWI har derfor benyttet data fra samme model som i ovenstående validering for at fastlægge vindressourcen i de fire områder. StormGeo benytter WRF² mesoscale modelleringen, med en række implementerede forbedringer. Simuleringen af WRF modellen er udført over to kalenderår, med en tidsopløsning på 1 time og med en horisontal opløsning på 3 km. Detaljer for modellen er vist nedenfor samt yderligere beskrivelse i Bilag A.

- > WRF Version 3.5
- > Simuleringsperiode: 01-09-2011 til 31-08-2013
- > Nesting/opløsning: 27-9-3 km
- > Input data: ERA-Interim
- > Hindcast strategi: Kold start, så hver individuel kørsel i modellen har en varighed på 180 timer, men de første 12 timer bliver kasseret da det er vurderet til indkørselstid. Spektral tilpasning er anvendt for være i overensstemmelse med randbetingelserne.
- > Vertikal opløsning: 46 eta niveauer, meget høj opløsning nær overfladen med lag på ca. 16, 48, 79, 111, 143, og 176 meter.
- > Land overflademodel: NOAH (27-9-3 km)
- > Land-use data: MODIS-afledte (Original data: 0.00833 grader, gridded til 27-9-3 km)

¹ *Six nearshore wind farms, study related to wind resource, Validation report*, November 2014 for Energinet

² Weather and Research Forecasting, se Bilag A.

> Model top: 50 hPa

Hvert udtrukket datapunkt fra mesoscale modellen, som repræsenterer en given position indeholder vindhastighed, vindretning, temperatur og atmosfærisk tryk i højderne 40, 60, 80, 100, 120, 140 og 150 m. Antallet af udtrukne punkter varierer afhængig af de udvalgte områders størrelse og udformning. I Tabel 3-1 kan antallet af valgte punkter for hver af de to områder ses.

Tabel 3-1 Antal mesoscale punkter for hvert område.

Område	Antal punkter
Nordsøen II+III+ Vest	6
Bornholm I + II	2

Udover de to års mesoscale data, er der benyttet 20 års EMD ConWx data til at langtidskorrigere de estimerede produktionstal.

3.2 Vindressource

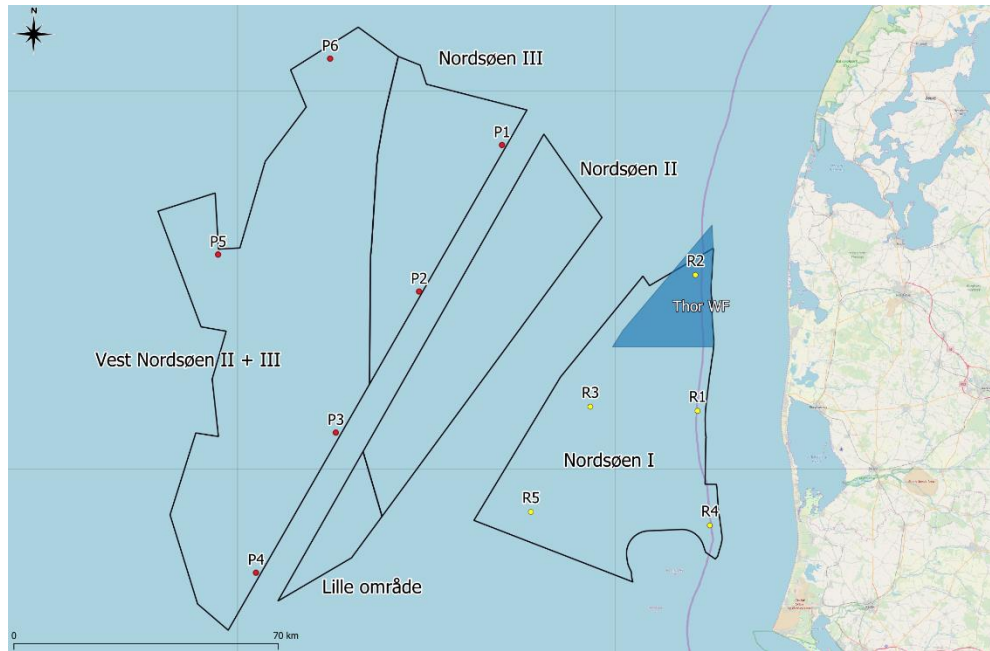
I dette afsnit beskrives vindressourcen for de to områder.

3.2.1 Nordsøen II + III + Vest

Ved det største område Nordsøen II + III + Vest er der udvalgt seks punkter, hvor der er trukket data fra mesoscale modellen, se Figur 3-1 og Tabel 3-2. De seks punkter blev valgt, så de dækker området bedst muligt, både så man kan se ændringen i vinden fra havet mod land, og også fra nord til syd.

Tabel 3-2: Mesoscale punkter Nordsøen II + III + Vest (UTM Nord - ETRS89 Zone 32).

Nordsøen II + III + Vest	X	Y
1	370027	6285750
2	348058	6246989
3	326023	6209655
4	304891	6172576
5	294842	6256770
6	324513	6308615



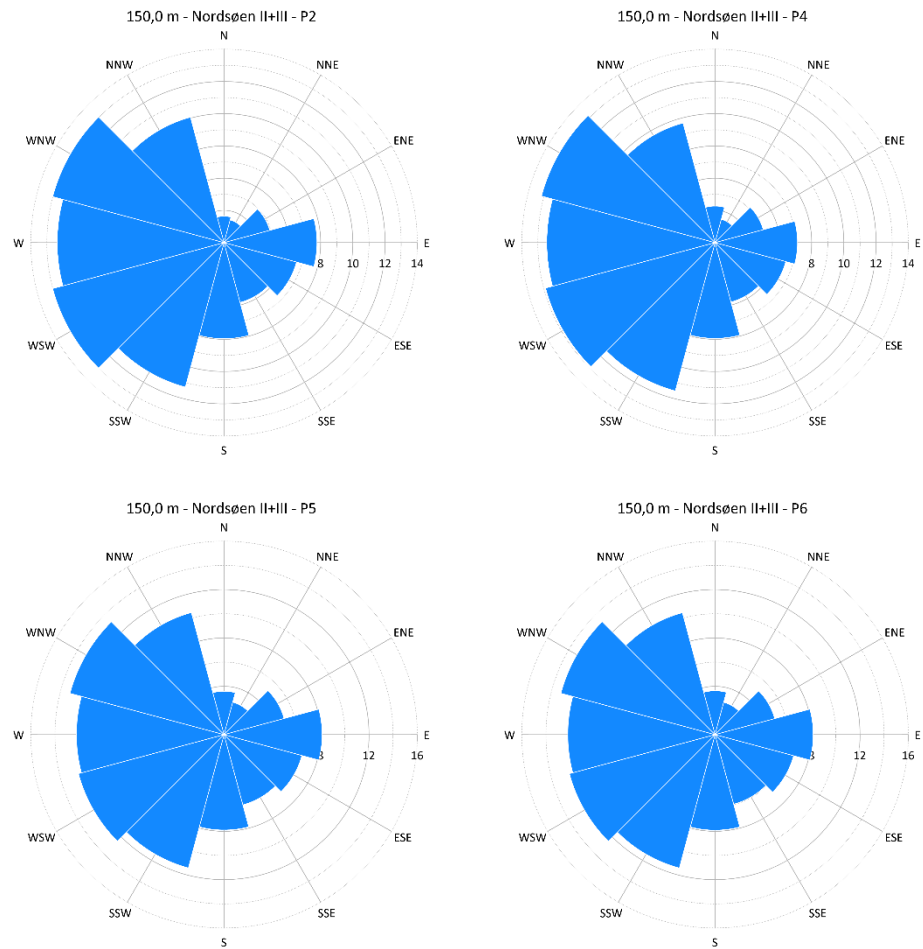
Figur 3-1: Datapunkter i området ved Nordsøen II + III + Vest, inklusiv Nordsøen I og Thor område.

I Tabel 3-3 vises den modellerede middelvindhastighed, samt de tilhørende Weibull parametre for de 6 punkter. Her kan det ses, at vinden kun varierer 2,4% henover området. Som forventet øges vindressourcen vestpå (mod åbent Nord-søen), men variationen er dog ikke ret stor inden for det evaluerede område. Det sydlige område har lavere vindhastigheder end det nordlige. De nye data-punkter blev sammenlignet med Nordsøen I-data og der ses en god korrelation, som bekræfter at de valgte punkter er repræsentative for det samlede område.

Tabel 3-3: Vindhastigheder og Weibull parametre for datapunkter ved Nordsøen II+III + Vest, 150 m over havet.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Aritmetisk vindhastighed [m/s]	10,80	10,72	10,63	10,58	10,83	10,84
Weibull A [m/s]	12,13	12,05	11,96	11,91	12,15	12,16
Weibull k [-]	2,2489	2,2517	2,2513	2,2523	2,2468	2,2460
Weibull vindhastighed [m/s]	10,75	10,68	10,60	10,55	10,76	10,77

Den modellerede vindretning er som forventet ens for de 6 punkter, og det ses på Figur 3-2 at hovedvindretningen ved Nordsøen II + III + Vest er fra vestsyd-vest til vestnordvest.



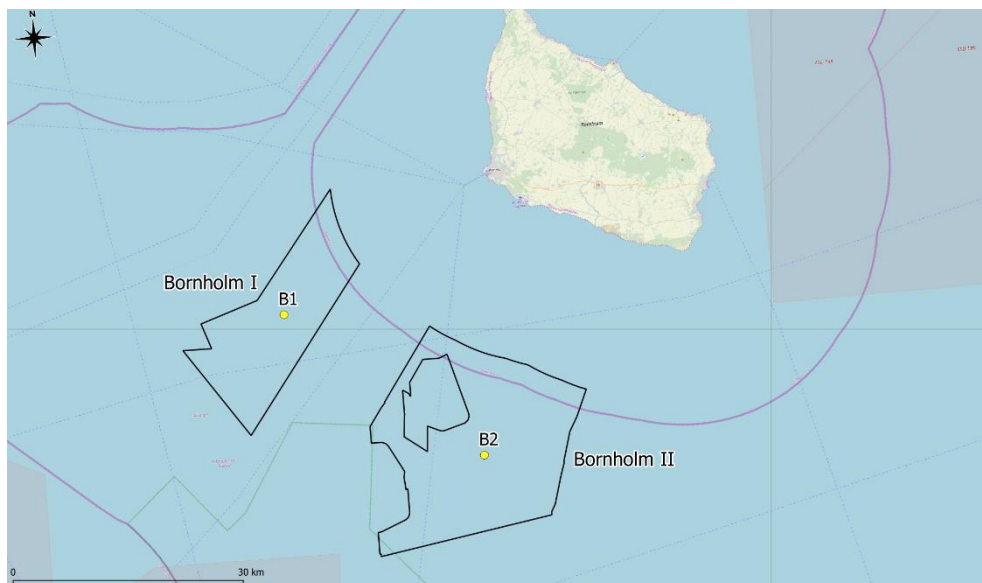
Figur 3-2: Frekvens vindrose ved Nordsøen II+III+Vest, punkt P2, P4, P5 og P6.

3.2.2 Bornholm I+II

Ved Bornholm er der udvalgt to punkter i hhv. Bornholm I (Nord) og Bornholm II (Syd), se Figur 3-3 og Tabel 3-4. Placeringen af de to punkter er central, og det må derfor forventes, at punkterne er repræsentative for vindforholdene i området.

Tabel 3-4: Mesoscale punkter Bornholm I+II (UTM Nord - ETRS89 Zone 32).

Bornholm I+II	X	Y
1	836484	6101879
2	862616	6083595



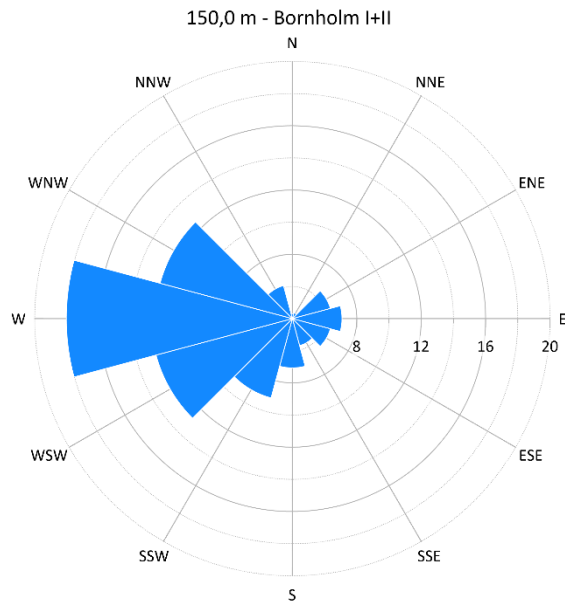
Figur 3-3: Datapunkter i området ved Bornholm I+II.

I Tabel 3-5 vises den modellerede middelvindhastighed, samt de tilhørende Weibull parametre for de 2 punkter. Her kan det ses at vinden kun varierer 0,5% henover området. Variationen ligner Kriegers Flak (dvs. 0,6%), som ligger 100 km vest for Bornholm. Vindhastighederne på Bornholm er dog lidt højere end for Kriegers Flak på grund af dens afstand til land i den fremherskende vindretning.

Tabel 3-5: Vindhastigheder og Weibull parametre for datapunkter ved Bornholm I+II, 150 m over havet.

	B1	B2
Aritmetisk vindhastighed [m/s]	9,94	9,89
Weibull A [m/s]	11,29	11,23
Weibull k [-]	2,2486	2,2518
Weibull vindhastighed [m/s]	10,0	9,94

Den modellerede vindretning er som forventet ens for de 2 punkter, og det ses på Figur 3-4 at hovedvindretningen ved Bornholm er fra vest.



Figur 3-4: Frekvens vindrose ved Bornholm, punkt B1.

3.2.3 Vindressource oversigt

Tabel 3-6 viser den gennemsnitlige vindhastighed for de to områder baseret på de udtrukne mesoscale data punkter.

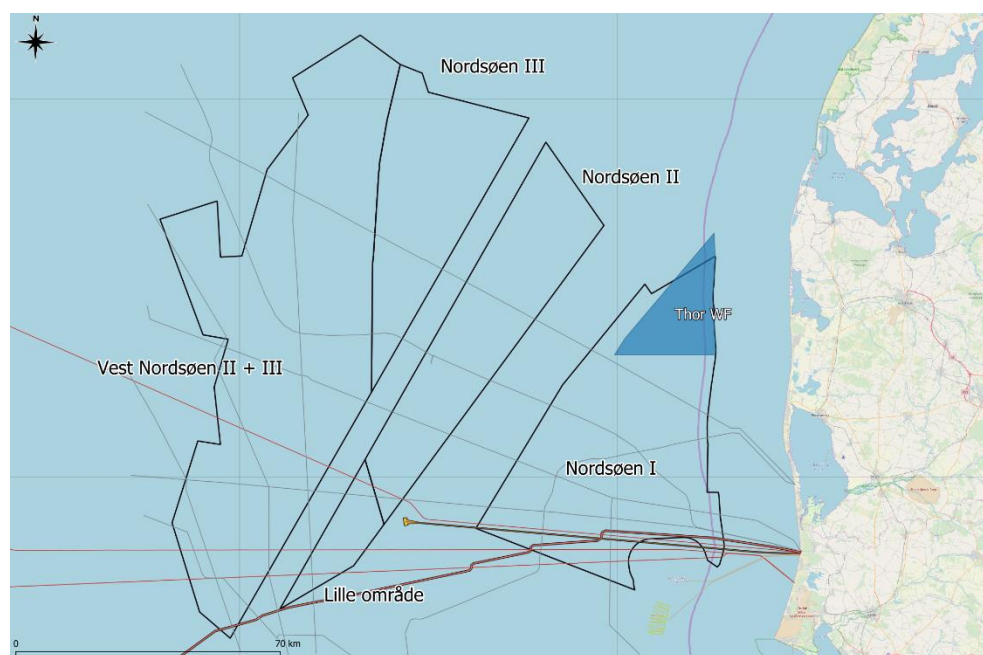
Tabel 3-6: Middelvindhastighed for de to områder, 150 m over havet.

Område	Aritmetisk vindhastighed [m/s]
Nordsøen II +III +Vest	10,73
Bornholm I+II	9,92

4 Potentielle vindmøllepark layouts

4.1 Nordsøen II+III +Vest

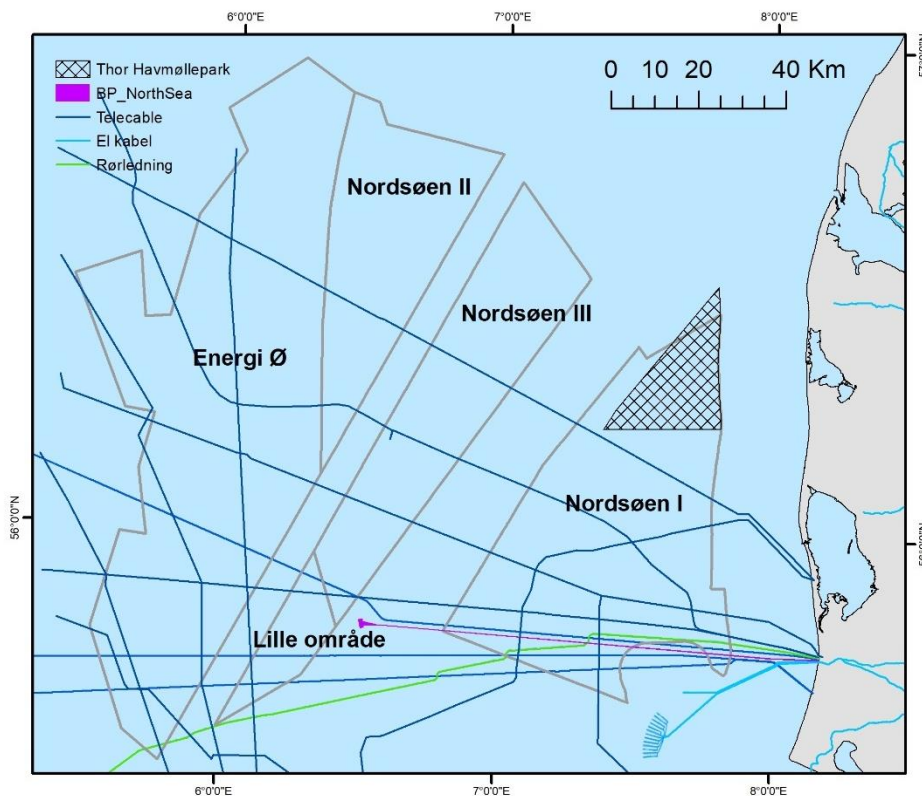
Området, som Energistyrelsen har taget i betragtning for Nordsøen I er vist på Figur 4-1. Det nye område er større end Nordsøen I området og det nye område forventes at give plads til udvikling af +10 GW, inklusive forbindelse til en energiø. Derudover er kabler og olie- og gasrør vist. Af sikkerhedsmæssige årsager indlægges der en bufferafstand på 200 m til kabler, olie- og gasrør. Denne bufferafstand begrænser placeringen havvindmøller i nogle områder og umuliggør placeringen i andre områder med mange installationer på havbunden.



Figur 4-1: Udpeget område ved Nordsøen II+III+Vest.

I området ved Nordsøen II+III+Vest er det et krav fra Energistyrelsen, at der skal kunne placeres 10 GW (tre optimerede vindmølleparker på 1 GW hver + 7 GW til videreudvikling), og at der etableres et en friholdelsesafstand på 6 km mellem parkerne, således at der ikke opstår signifikante skyggetab. På grund af COWI-erfaringer med Nordsøen I og det disponible område blev det i stedet besluttet at placere parker med en mindsteafstand på 8 km, hvilket vil resultere i en reduktion af skyggetab.

En analyse af de planmæssige forhold viser at der i store dele af den sydlige del af Nordsøen II+III+Vest er en række eksisterende og planlagte elkabler og olie/gas ledninger som skal tilgodeses, se Figur 4-2.



Figur 4-2: Eksisterende og planlagte kabler i og omkring Nordsøen II+III+Vest.

Til 3 GW layoutoptimering har COWI udført beregninger for at vurdere skyggetabet fra nærliggende parker ved hjælp af en afstand mellem vindmølleparker på 8,0 km. Beregningen viser, at skyggetabet blev øget fra 0,3% til 0,5% (3 GW layout optimering). Skyggetabet forøges eksempelvis fra 0,4 % til 0,8% når 3 GW layouts vurderes inklusive naboparkerne på samlet 7 GW. Yderligere analyse skal udføres for at vurdere den optimerede afstand mellem vindmølleparker.

Det er vigtigt at bemærke at skyggetabet beregnet med WindPRO kun kan betragtes som indikativ, da den reelle skyggeeffekt kun kan eftervises med CFD værktøjer og/eller målinger. Tilsvarende gør sig gældende for blokerings effekter som eventuelt kan tilgodeses med en tabsfaktor evt. baseret på offentliggjorte artikler³.

De valgte layouts kan etableres samtidig eller i forskellige faser.

Miljøscreening har vist, at hele området ved Nordsøen II+III+Vest er vurderet til at have en lav indvirkning på miljøet samt en lav menneskelig påvirkning. Evalueringen af havbunden viser at området har egnede forhold til de kommende vindmølleparker.

³ Wind Farm Blockage and the Consequences of Neglecting Its Impact on Energy Production – 20 June 2018

Afstanden mellem møllerne er valgt således at den i udbuddet angivne mølle-tæthed på 0,22 km²/MW (4,55 MW/km²) er opfyldt⁴. Derudover er vindretningen taget i betragtning, således at der er størst afstand mellem møllerne i hovedvindretningen for at minimere nedstrøms effekter som skyggetab og turbulens. For Nordsøen II+III+Vest er den dominerende vindretning vestsydvest til vestnordvest.

Koordinater for alle ti layouts er præsenteret i bilag C.1.

4.2 Definition af Energiø / Hub

Energiø / hub er et nyt begreb der er præsenteret og brugt i studier gennem de senere år bl.a. i studier som North Sea power hub. En Energiø / hub byder på mange nye muligheder når det kommer til adgang til mere yderlig liggende områder, forbindelse til og mellem flere landes elnet, energilagring, optimeret vedligeholdelse langt fra land.

Der er var billeder ude i medierne af øer der er karakteriseret som i ordets bogstaveligt forstand består store mængder sand. Dette er dog ikke den eneste løsning der skal tages i betragtning da en Energiø / hub også kan etableres med en platformsløsning. I forbindelse med dette studie er der på baggrund af Energi-styrelsens arbejde, Energinet og COWIs erfaring samlet nedenstående tabel der giver en oversigt over fire forskellige alternative på dette tidlige stadie

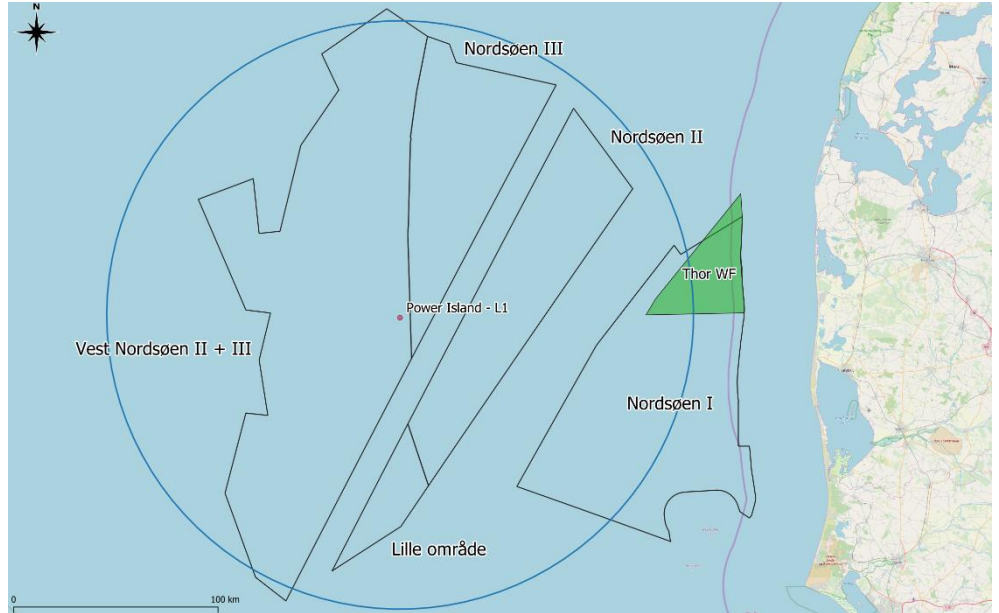
Type	Island	Island	Platform	Platform
Foundation	Cassion / sand enclosed by wall	Sand	Jacket	Gravity based
Water depth limitations	<25m	<40m	<50m	<100m
Capacity assumption	10GW	10GW	2GW Units	2 GW Units
Phasing and modularity	Limited, Extendable	Limited, Extendable	Yes	Yes
Footprint (above sea level)		70 Ha Height 30m	140mx70m, Height 30m	
Footprint - optimized (above sea level)	25 Ha Height 40-45m		115mx70m, Height 40-45m	
Accessibility	Directional sheltered	Sheltered	Unsheltered	Unsheltered

Figur 4-3: Fire forskellige koncepter for en potentiel Energiø i Nordsøen.

I forhold til området Nordsøens II + III + Vest kan de således både planlægges med en regulært Ø-koncept samt med et platformkoncept. Kan de to vidt forskellige type øer integreres på forskellige vis.

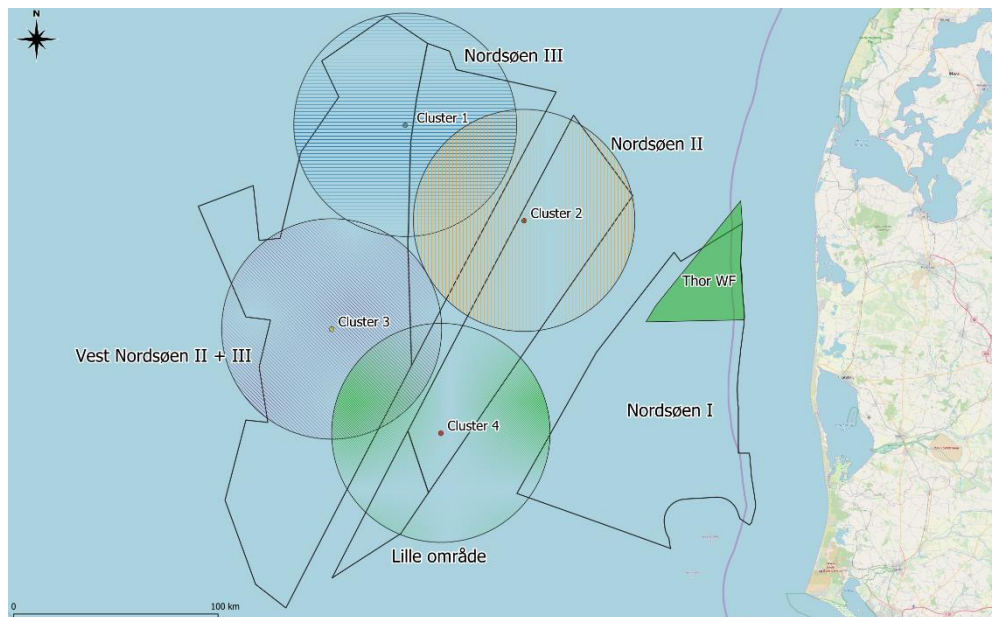
⁴ 0,22 km²/MW svarer til et område på 220 km² når der opstilles 1000MW.

Figur 4-4 viser således en typisk placering af en regulær Ø med stor kapacitet der er placeret centralt i området hvor den kan smalle strøm fra hele området både via direkte forbindelse af array kabler samt via forbindelse AC-platforme til øen.



Figur 4-4: Eksempel på koncept for energiØ / hub baseret på en central lokation i området.

Modsat viser figur 4-5 et andet koncept der hvor flere platforme med mindre kapacitet arbejder sammen om at dække hele området. Hver platform er omringet af et område hvor arraykablerne fra 3 GW kan føres direkte ind til platformen.



Figur 4-5: Eksempel koncept for energiØ / hub baseret på flere moduler / lokationer.

Det er ikke en del af indeværende studie at rådgive om hvilket koncept der er mest fordelagtigt men i stedet at rådgive om placering af energiø så den kan tilgode se begge koncepter.

Placering af øen baseret således på placeringen af de første 10 GW havmølleparker som behandlet i næste afsnit.

4.3 Grov screening af Nordsøen II + III + Vest

Som en del af opgaven screenes Nordsøen II+III+Vest for etablering af yderligere 10 områder (3 GW layout optimering og yderligere 7 GW) med den mindste afstand mellem parkerne på 8,0 km baseret på erfaring med skyggetab i dette finscreeningsstudie.

Det samlede Nordsøen II+III+Vest område er egnet for vindparker under hensyntagen til Miljø-og planmæssige forhold og Havbund og geologiske forhold som beskrevet i hvert af de respektive rapporter. Der er dog en øget koncentration af kabler og olierør i den sydlige del af området og fugle sensitive områder i den mest nordlige del som beskrevet.

For at udvælge de mest fordelagtige områder af Nordsøen II+III+Vest indeles i felter af 400 km² der således groft repræsenterer området der er nødvendigt for at etablere en havmøllepark på 1 GW (inklusive 30% buffer samt fire kilometer friholdelse på to sider). Ved efterfølgende optimering skal der tages højde for det aktuelle friholdelsesområde og tilpasning af felterne til områdegrensene. Optimeringen vil betyde at der ikke kan etableres havmølleparker i alle de analyserede felter. Hvert af felterne som vist på Figur 4-6 evalueret nu i forhold til etablering af en havmøllepark.



Figur 4-6: Inddeling af Nordsøen II + III + Vest i felter.

Hvert af felterne evalueres i forhold til

- > Andel i total havvind kapacitet på 10 GW hvoraf 3 GW havvind føres direkte ind til energi ø / hub.
- > Evne til at imødekomme de to forskellige Energi Ø / hub koncepter
- > Forhold på siden
 - > Vind ressource
 - > Vanddybde
 - > Havbundsforhold
- > Miljø-og planmæssige forhold

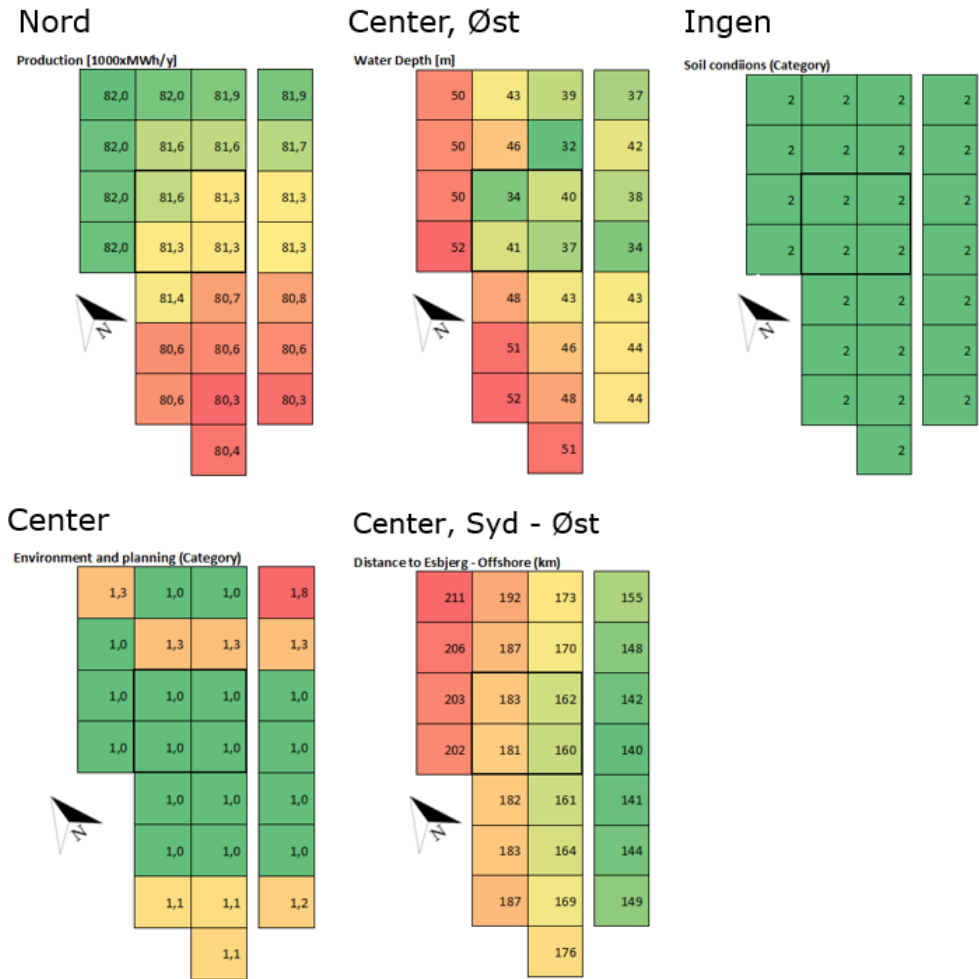
Resultatet af evalueringen er vist i Figur 4-7 sammen med anbefalingen af hvilket delområdet som hver parameter er mest optimalt i.

Vinproduktionen er udregnet ved at placer enkelt mølle i centrum af hvert felt forfra der således udregnes en fiktiv produktion der kan sammenlignes på tværs af områderne. I forhold til produktionen anbefales det lige som vandressources at vælge delområder der ligger i den nordlige del af Nordsøen II+ II + Vest.

I forhold til vanddybden variere den mest over hele området denne parameter forskriver at områderne omkring center og i den østlige del er de mest fordelagtige. Baseret på rapport A123394-2-1 er klarificeringen af alle områderne i forhold til jordbundsforhold ens hvorfor denne parameter ikke har nogen anbefaling til hvor havmølleparkerne placeres.

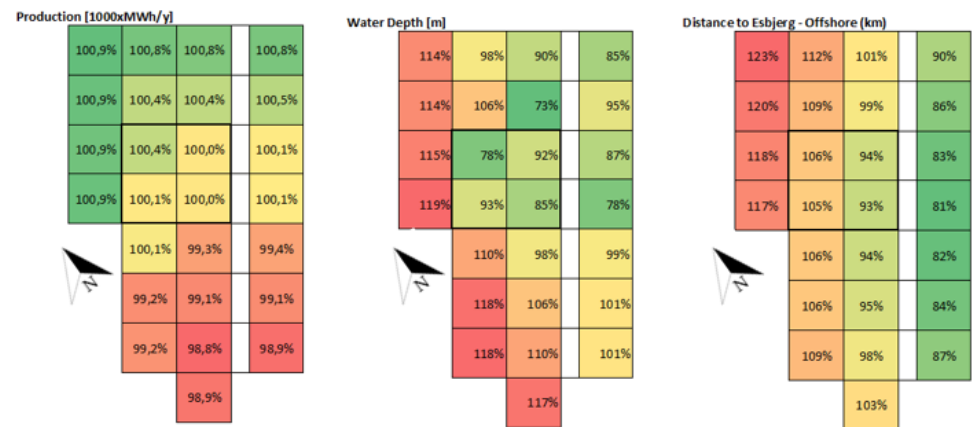
De Miljø og planmæssige forhold er generelt klarificeret med lav eller middel indflydelse på hele området hvorfor der ikke betragtes at være egentlig begrænsninger i placeringen af havmølleparkerne. Dog skal der tages ekstra højde for kabler og ledninger i den sydlige del og fugle i den nordlige del.

Derudover er afstanden til Esbjerg taget med som en parameter da denne havn forsættes at spille en afgørende rolle i forhold til opførelse af havvindemølleparkerne. Denne parameter anbefaler en central placering mod syd-øst



Figur 4-7: Vurdering af hver parameter i forhold til inddelingen af området i felter samt en anbefalet lokation af vindparken baseret på hvert parameter

Baseret på ovenstående evaluering af de individuelle parametre ses det at de individuelle parametre har forskellig anbefaling til den mest fordelagtige placering af havvindmølle parkerne.



Figur 4-8: Normaliserede variation omkring middelværdien for hver parameter

For at kunne vurdere variationen i hver parameter normaliseret de hver i sært i forhold til deres middelværdi som vist i Figur 4-8. Heraf fremgår det at variationen i produktionen er mindst mens variationen i vanddybde og samt afstand til Esbjerg er størst.

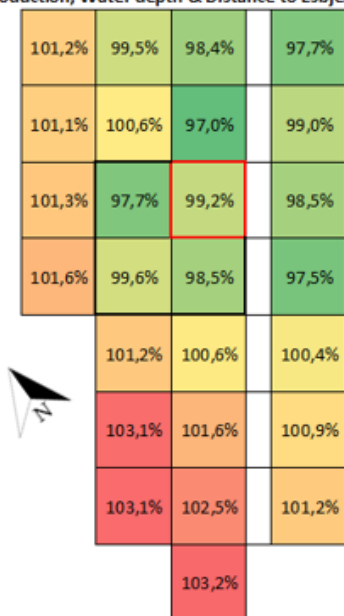
For at kunne sammenholde de forskellige parametre vurderes de baseret på deres indflydelse på LCoE.

Parameter	LCoE	kommentar
Produktion	1	
Vanddybde	1/10	Baseret på fundamenternes andel af CAPEX og vanddybdens indflydelse på fundamentsprisen
Afstand til Esbjerg	1/50	Baseret på installationens andel af CAPEX og transittidens andel af installations tiden.

Tabel 4-1: Erfaringsbaseret indflydelse af forskellige parametre på LCoE beregningen for små variationer. Parametrene kan benyttes til grov screening.

Baseret på parametrene i Tabel 4-1 kan produktet af de forskellige parametres indflydelse nu udregnes som vist i Figur 4-9.

Product: Production, Water depth & Distance to Esbjerg



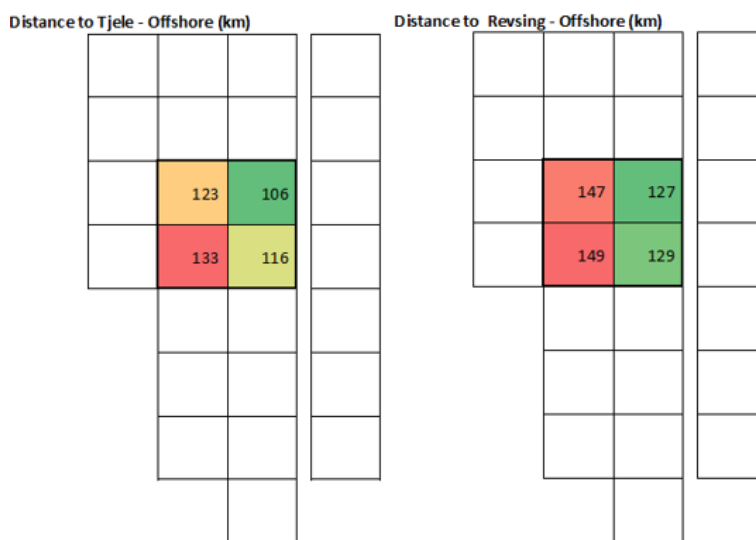
Figur 4-9: Den kombineret indflydelse af AEP, vanddybde og afstand til Esbjerg på LCoE for en havmøllepark placeret i hvert af felterne

På denne baggrund af Figur 4-9 vurderes det således af de yderste områder mod vest vil have den største LCoE primært grundet vanddybden og afstanden til konstruktionshavnen. Yderligere er de syd-vest lige områder mindst fordelagtige grundet yderligere lavere vind og nogle miljø og planmæssige forhold. De syd-vestlige område er således udelukket for yderligere undersøgelse.

Som nogle af de bedste felter haves 10, 7, 4 og 16 som vist på figuren da disse områder er relativt fordelagtige i forhold til vanddybde, vind og afstand til konstruktionshavnen.

For at placeringen for Energiøen både kan anvendes til konceptet med en central ø samt til konceptet med flere moduler på forskellige lokalitet er den indledende lokalitet begrænset til felt 10,11,14,15.

Den endelige placering af energiø'en / hub'en fastlæggelse endeligt til felt 11 da den her vil kunne ligge optimalt i forhold til de fordelagtige felter 10 og 7. Afstanden til de to potentielle ilandingføringspunkter for kablerne til Danmark er givet i Figur 4-10. Afstand til land i Danmark vurderes dog ikke til at være en bestemmende parameter da hele eller dele af en sådan Energiø / hub forventes være forbundet til andre lande med større afstand.



Figur 4-10: Afstand til landgangspunktet for kablerne til det danske elnet

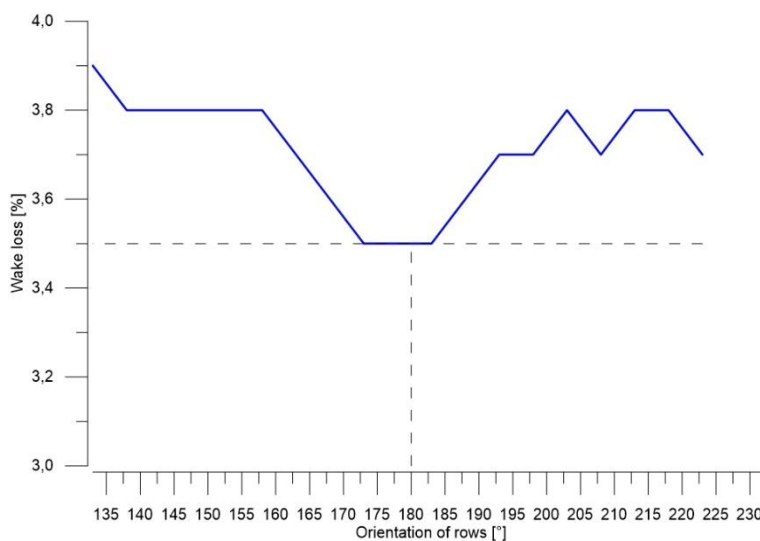
Baseret på grovscreeningen er der nu valgt et område at Nordsøen II + II + Vest der er fundet mest fordelagtig at udvikle. Figur 4-11 viser således hvordan der er muligt at reservere plads til 3 havvindmøller parker indenfor en radius på 30 km fra en centralt placeret energiø/hub, hvilket betyder at arraykablerne med fordel kan føres direkte til energiøen / hub'en. I de følgende afsnit vil de 3 havmølleparke blive optimeret.



Figur 4-11: Inddeling af Nordsøen II+III+Vest i grids, Energiø og område af det 3 GW.

4.4 Basislayouts - Optimering

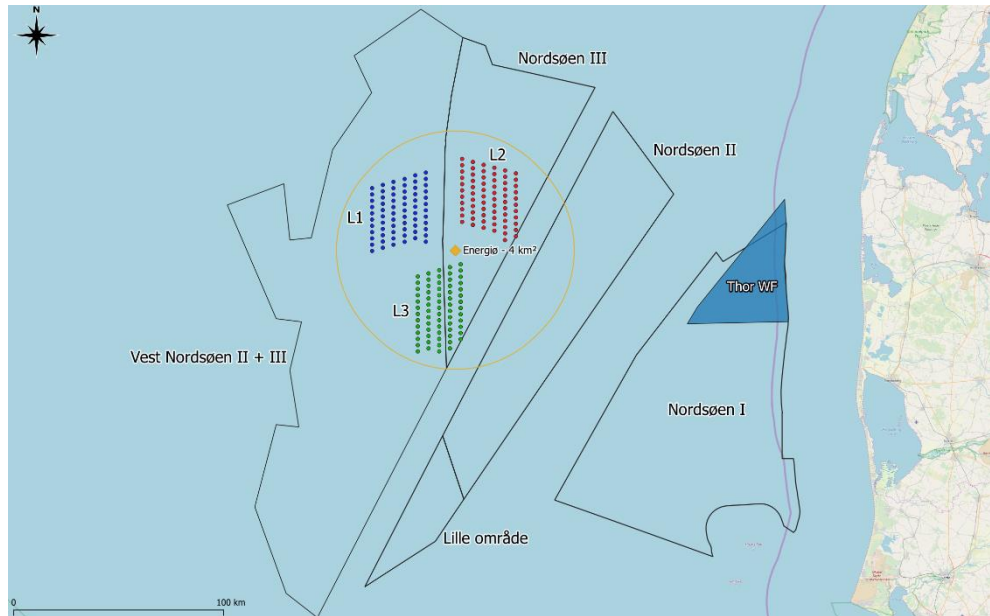
Med en fremherskende vindretning fra NNW til SSW (see Figur 3-2), bliver den optimale rækkeorientering fra N til S. Baseret på den indledende⁵ optimeringsproces, er skyggetabet blevet beregnet som en funktion af rækkeorienteringen. Pga. spredningen i vindrosen (flere retninger med et betydende antal timer), er optimering foretaget i 5 graders intervaller. Resultatet er vist i Figur 4-12, hvor det kan ses at den optimale rækkeorientering ligger mellem orienteringerne 173° til 353° og 183° til 3°. Da netto produktionen også vurderes vil den optimale rækkeorientering være fra 0° til 180°.



Figur 4-12: Skyggetab som funktion af rækkeorienteringen.

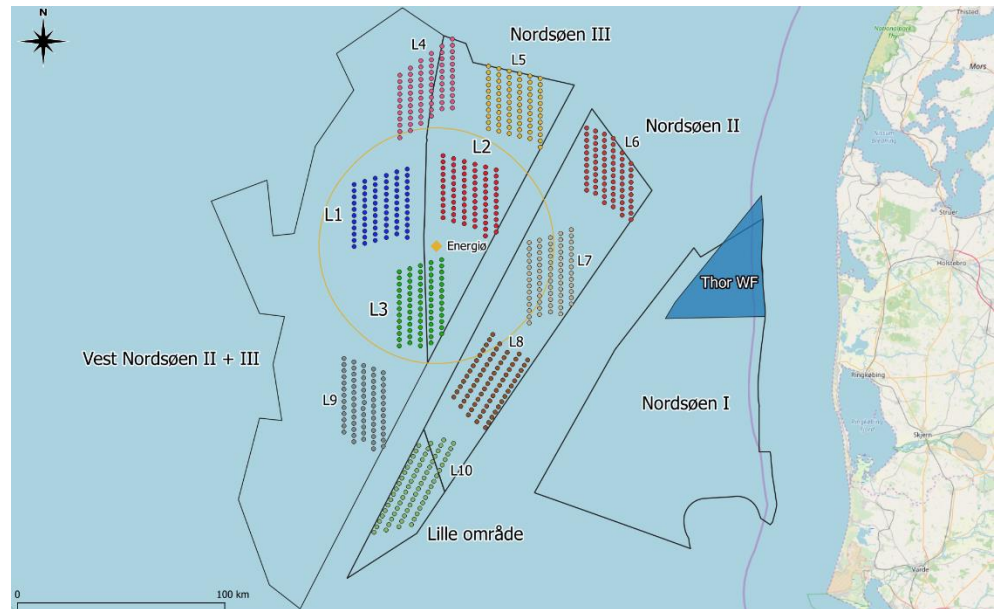
⁵ Under anvendelse af en 5 x 12 turbine layout.

Basis layout til 3 GW tilsluttet energiø er vist på Figur 4-13 og er blevet defineret baseret på optimeringsoplevelse. "7D X 12D" er brugt som afstandsregel hvilket betyder at rækkerne vinkelret på fremherskende har en afstand på 12 rotor diametre og at afstanden mellem vindmøllerne i den enkelte række har en afstand på 7 rotordiametre. Ydermere forskydes rækkerne så nedstrøms møllerne ikke står i direkte skygge ved fremherskende vindretning. Til orientering svarer 7D og 12D for 15 MW referencemøllen til henholdsvis 1652 m og 2832 m.



Figur 4-13: Resulterende 3GW layout for Nordsøen II + III + Vest.

De resterende 7 GW blev placeret inden for 80 km fra energiøen/hub med en mindstefastand mellem vindmølleparkerne på 8,0 km. Bortset fra vindressource og afstand til land blev vanddybden også betragtet som parameter til understøttelse af placering af vindmølleparkerne. Figur 4-14 viser layouts og placeringen af energiøen inklusive en 30 km buffer.



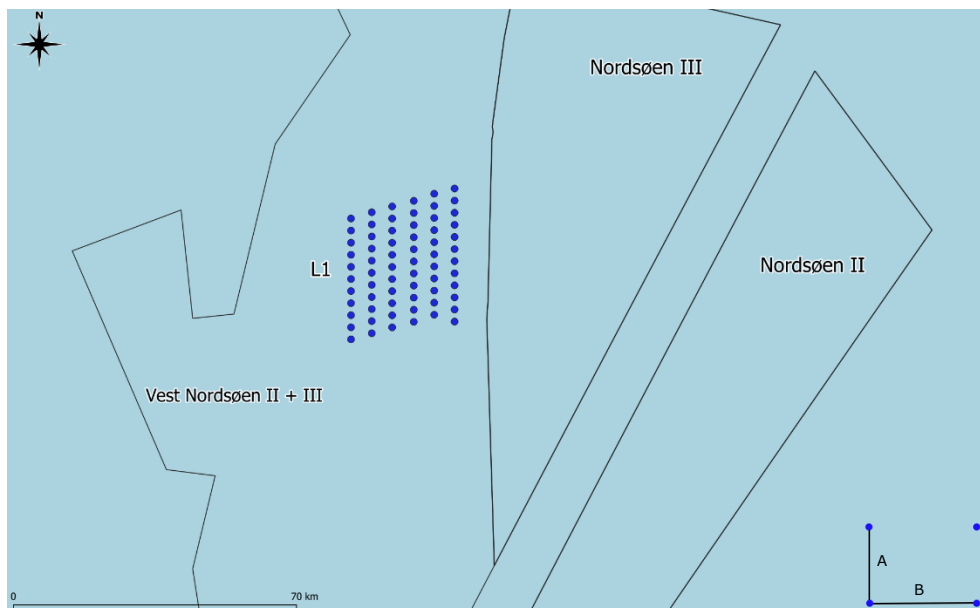
Figur 4-14: Resulterende 3GW layout for Nordsøen II + III +Vest.

4.4.1 Layout 1

På Figur 4-15 ses Layout 1 området. Dette er området er placeret længst muligt mod vest. Derfor er Layout 1 optimeret så vindressourcen udnyttes maksimalt. I tillæg er møllerne placeret så ingen af møllerne står på vanddybder større end 45 m

Skyggetabet for Layout 1 er relativt lavt. Dette skyldes placeringen af de øvrige vindmølleparker (dvs. L2 og L3) som befinder sig nedstrøms i forhold til den fremherskende vindretning.

Disse overvejelser har resulteret i layoutet som vist på Figur 4-15, bestående af fem rækker med 11 møller i hver og en sidste række med 12 vindmøller.



Figur 4-15: Nordsøen II+III +Vest område inklusiv foreslået placering af møllerne i Layout 1.

I dette layout dækker møllerne et område på 235,3 km² som svarer til en mølle-tæthed på 0,23 km²/MW (4,27 MW/km²). Afstandene mellem møllerne (A og B på Figur 4-15) er:

- > Afstand A (vinkelret på hovedvindretningen): 1652 m / 7 RD⁶
- > Afstand B (hovedvindretningen): 2832 m / 12 RD

Afstanden mellem land og den nærmeste mølle i Layout 1 er 115 km.

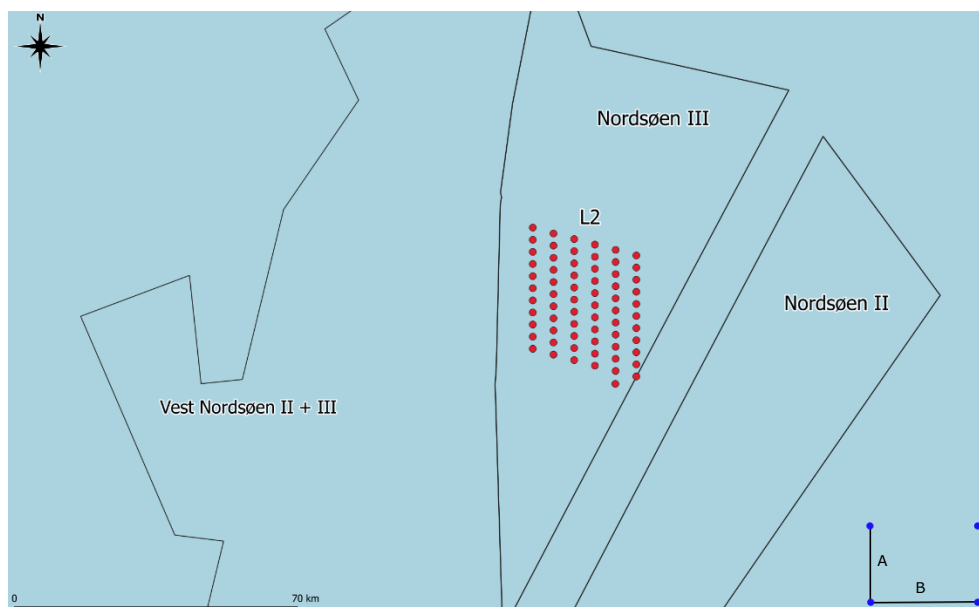
4.4.2 Layout 2

Udformningen af Layout 2 er ligner Layout 1 (dvs. position i forhold til hovedvindretning), men placeringen er dog optimeret primært i forhold til havdybden, og møllerne er derfor placeret i den del af Nordsøen II+III+Vest området, hvor havdybden er lavest.

Vindressourcen er stort set den samme i de 2 områder, og det kan konstateres af bruttoenergien kun er 0,05% lavere og nettoenergien kun ca. 0,1% lavere.

Det resulterende Layout 2 præsenteres i Figur 4-16. Pga. arealbegrænsningen placeres der en ekstra mølle i række 5

⁶ RD = Rotordiameter



Figur 4-16: Nordsøen II + III + Vest område inklusiv foreslået placering af møllerne i Layout 2.

I dette layout dækker møllerne et område på 235,1 km², som svarer til en mølletæthed på 0,23 km²/MW (4,28 MW/km²). Grundet områdegrensene samt friholdelsesafstand til Layout 1 kan rækkerne ikke flyttes mod nord. Afstandene mellem møllerne (A og B på Figur 4-16) er:

- > Afstand A (vinkelret på hovedvindretningen): 1652 m / 7 RD⁷
- > Afstand B (hovedvindretningen): 2832 m / 12 RD

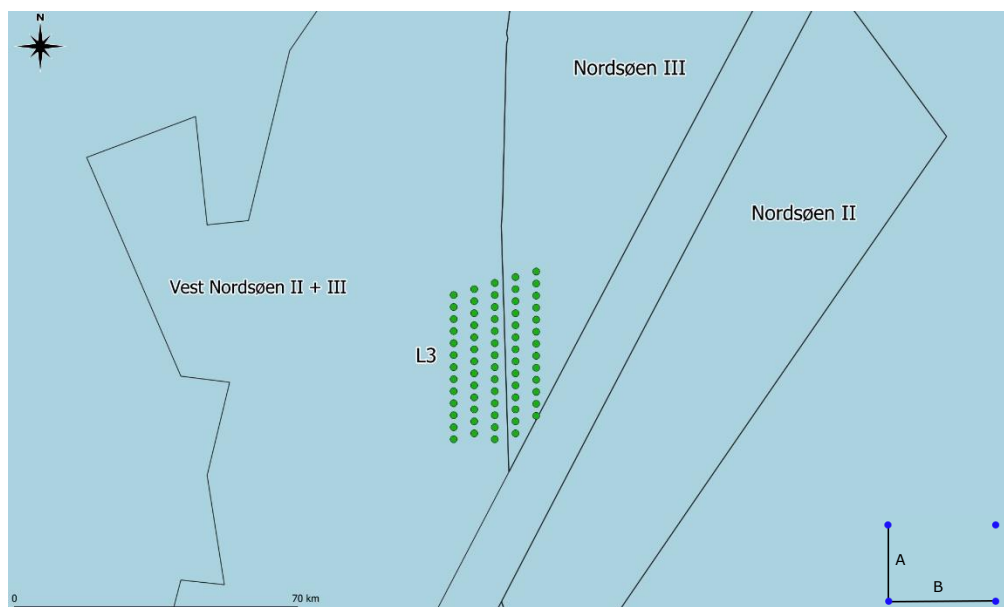
Afstanden mellem land og den nærmeste mølle i Layout 2 er 90,8 km.

4.4.3 Layout 3

Placeringen af Layout 3 defineres primært på baggrund af ønsket om at udvikle 3 GW-klyngen inden for en 30 km buffer fra Energiø. Variationen af vindhastighed i Nordsøen II + III-området er præsenteret i afsnit 3.2.1, og det observeres, at den sydlige region har lavere vindhastighed end nord. Derfor har Layout 3 den laveste energiproduktion af de 3 layouts i klyngen, med ca. 0,4% lavere end Layout 1.

Layoutet ses på Figur 4-17. Dette layout har 3 rækker med 13 turbiner og 2 med 14 turbiner.

⁷ RD = Rotordiameter



Figur 4-17: Nordsøen II+III område inklusiv foreslået placering af møllerne i Layout 3.

I dette layout dækker møllerne et område på 226,3 km², som svarer til en mølletæthed på 0,23 km²/MW (4,44 MW/km²). Afstandene mellem møllerne (A og B på Figur 4-17) er:

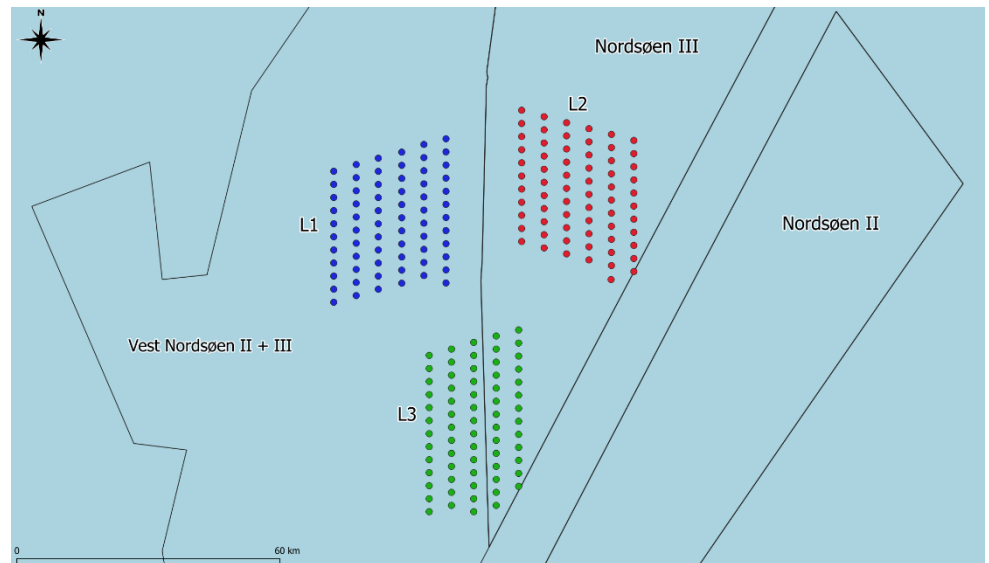
- > Afstand A (vinkelret på hovedvindretningen): 1652 m / 7 RD⁸
- > Afstand B (hovedvindretningen): 2832 m / 12 RD

Afstanden mellem land og den nærmeste mølle i Layout 3 er 106,6 km.

⁸ RD = Rotordiameter

4.4.5 Nordsøen II+III Vindmølleparkens Konfiguration

Den samlede konfiguration af vindmølleparker ved Nordsøen II+III vises i Figur 4-18.



Figur 4-18: Nordsøen II+III samlede konfiguration af vindmøllepark.

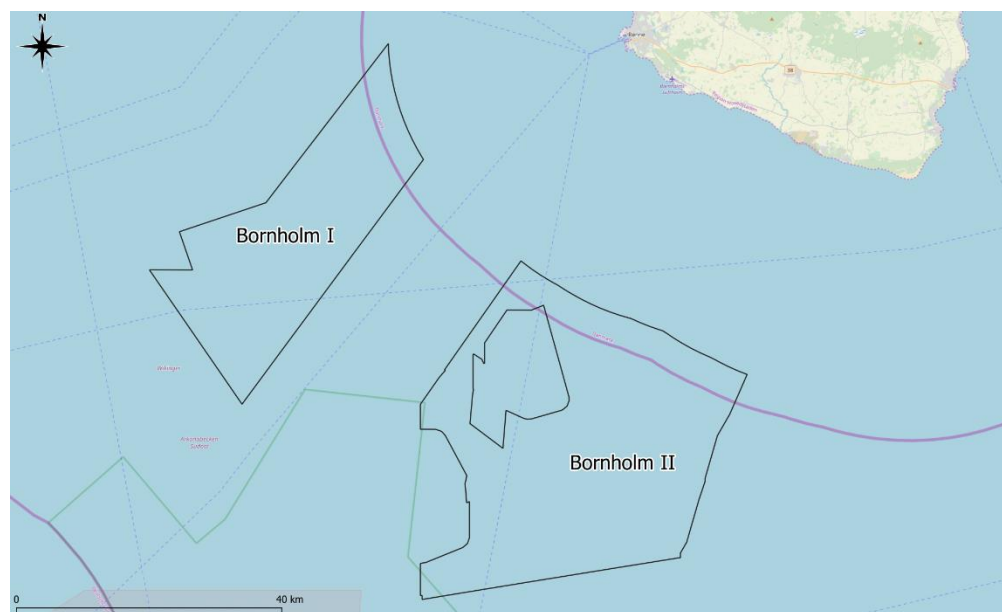
4.5 Bornholm I+II

Det udpegede område ved Bornholm er vist i Figur 4-19. Det område har i alt 731 km², fordelt mellem Bornholm 1 (270 km²) og Bornholm 2 (461 km²). I området er der et krav fra Energistyrelsen, at der skal kunne placeres 2-3 vindmølleparker. Vindressourcen er lidt større ved Bornholm I sammenlignet med Bornholm II.

Det centrale område mellem de to områder, samt den vestlige del af Bornholm II og den østlige og sydlige del af Bornholm I er et relativt følsomme område i forhold til miljømæssige vurderinger på grund af tilstedeværelsen af nogle fuglearter (f.eks., havlit, sortand og fløjlsand) som beskrevet i delrapport 2-1 Miljø- og planmæssige forhold. Området er klarificeret med middel følsomhed og det anbefales at der foretages yderligere undersøgelser for at vurdere miljøpåvirkningen ved opførelse af vindmølleparker i disse områder. Et yderligere layout (layout 4) er præsenteret i Bilag E.

Det skal bemærkes, at grundet afstanden mellem de to områder, er det nødvendigt at installere en separat transformerplatform til hvert område.

Koordinater for det layout er præsenteret i bilag C.2.



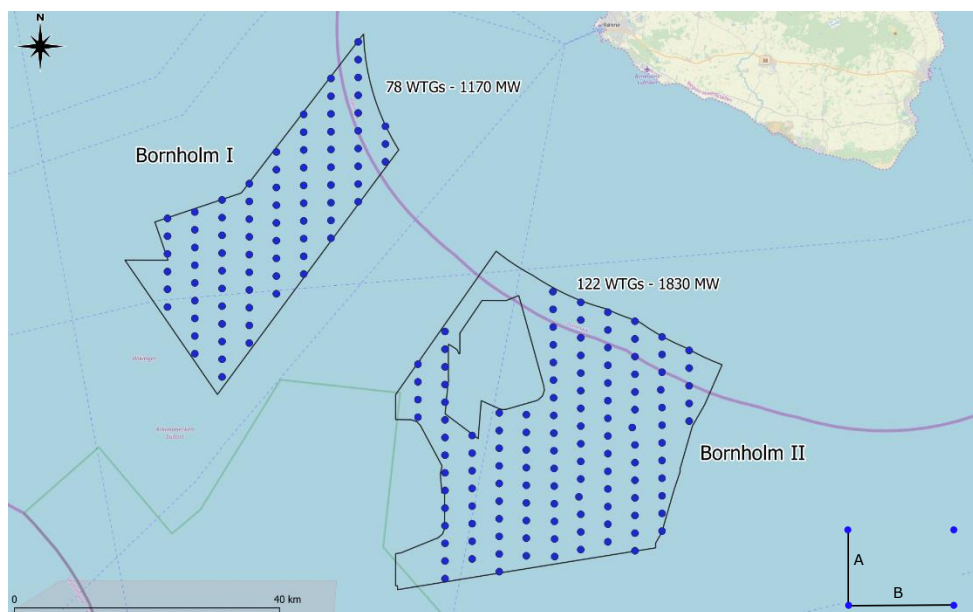
Figur 4-19: Udpeget område ved Bornholm.

4.5.1 Layout 1 – 3GW

På Figur 4-20 ses området og forslag til layout. Hovedfokus er at få placeret vindmøller svarende til 3 GW installeret kapacitet.

For at placere vindmøllerne og nå den krævede 3 GW installerede kapacitet er det nødvendigt at installere 200 vindmøller. Derfor vil afstand mellem møller og rækker være mindre end hvad der normalvis tilstræbes. Vindmøllerne er fordelt med henholdsvis 78 på Bornholm I og 122 for Bornholm II.

Layout giver et relativt stort skyggetab pga. de mange vindmøllerækker



Figur 4-20: Bornholm område og forslag til placering af møllerne i Layout 1.

I Bornholm I layout dækker 75 møller et område på 198,6 km², som svarer til en mølletæthed på 0,18 km²/MW (5,68 MW/km²) mens Bornholm II layout dækker 125 møller i et område på 323,3 km², som svarer til en mølletæthed på 0,17 km²/MW (5,80 MW/km²). Afstandene mellem møllerne (A og B på Figur 4-20) er:

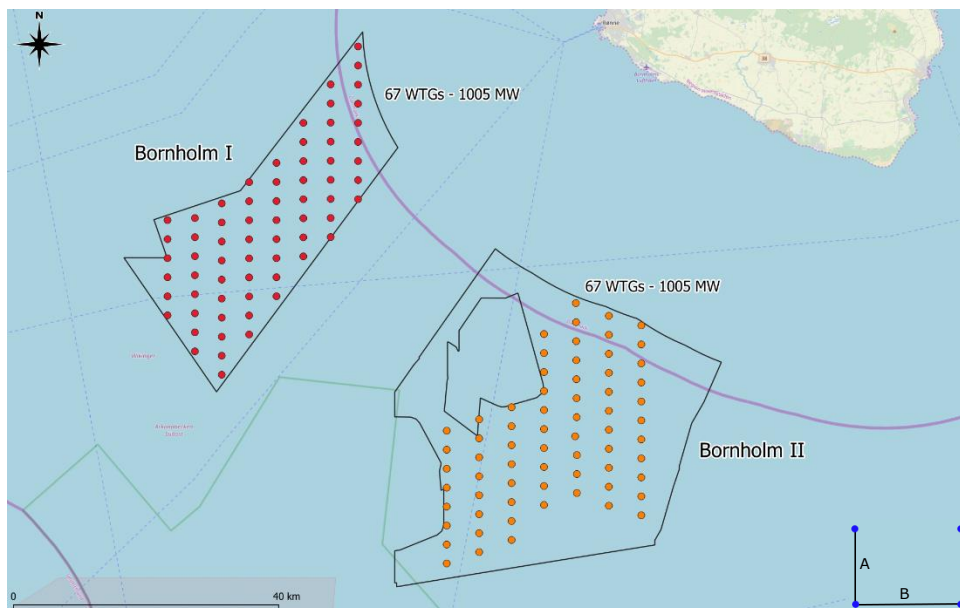
- > Afstand A (vinkelret på hovedvindretningen): 1534 m / 6,5 RD
- > Afstand B (hovedvindretningen): 2360 m / 10 RD

Afstanden mellem land (Rønne) og den nærmeste mølle i Layout 1 er 21 km.

4.5.2 Layout 2 og 3 – 2GW

På Figur 4-21 ses området og forslag til layout. De to vindmølleparker har i alt 2 GW fordelt på ca 1 GW installeret kapacitet hver svarende til 2 x 67 møller.

Det disponible område på Bornholm I er betydeligt mindre end Bornholm II området. Derfor er møllefstanden mindre for Bornholm I sammenlignet med Bornholm II. Som en konsekvens heraf er skyggetabet størst for Bornholm I. Derudover er layout for Bornholm II placeret længst muligt mod nord for at udnytte de bedre vind ressourcer sammenlignet med den sydlige del. Afstanden mellem de to områdepladser er cirka 12,5 km.



Figur 4-21: Bornholm område og forslag til placering af møllerne i Layout 2 (Bornholm I) og Layout 3 (Bornholm II).

I Layout 2 dækker 67 møller et område på 169 km², som svarer til en mølletæthed på 0,17 km²/MW (5,94 MW/km²) mens Layout 3 dækker 67 møller et område på 218,9 km², som svarer til en mølletæthed på 0,22 km²/MW (4,59 MW/km²). Afstandene mellem møllerne (A og B på Figur 4-21) er:

Bornholm I

- > Afstand A (vinkelret på hovedvindretningen): 1652 m / 7 RD
- > Afstand B (hovedvindretningen): 2360 m / 10 RD

Bornholm II

- > Afstand A (vinkelret på hovedvindretningen): 1652 m / 7 RD
- > Afstand B (hovedvindretningen): 2832 m / 12 RD

Afstanden mellem land (Rønne By) og den nærmeste mølle for Layout 2 er 21 km.

5 Bruttoområder

Energistyrelsen ønsker, at der gives fleksibilitet til optimering af den endelige opstilling af vindmøller. Derfor defineres hvert parkområde med et bruttoområde, som er ca. 30 % større end det område som de normale vindmølleparker dækker. En vindmøllepark med 1005 MW og en mølletæthed på 4,55 MW/km² (0,22 km²/MW) får således et bruttoområde på ca. 287 km².

I Tabel 5-1 nedenfor vises størrelserne på potentielle vindmøllepark layouts samt bruttoområdet.

Bruttoområderne kan ses i Bilag D.

Tabel 5-1: Bruttoområde størrelser.

Park	Park areal	Bruttoområde areal
Nordsøen II+III - L1	235,3	296,7
Nordsøen II+III - L2	235,1	308,5
Nordsøen II+III - L3	226,3	322,1
Bornholm I+II - L2	169,0	270,2 ⁹
Bornholm I+II - L3	218,9	461,6 ¹⁰

⁹ Bruttoområde areal svarer til det samlede disponible areal.

¹⁰ Det samlede areal svarer næsten til det samlede disponible areal med undtagelse af nordvestlige og vestligste dele.

6 Resultater

Baseret på layouts for de tre områder der er præsenteret i afsnit 4, er produktionen for hver af parkerne beregnet. I de kommende afsnit beskrives hvilken model og langtidskorrektion der er brugt samt hvilke tab, udover elektriske tab, der er inkluderet.

6.1 Flow model

Beregningerne er foretaget i WindPRO med WASP 11 modellen. Til beregning af skyggetab er der brugt N.O Jensens skyggetabsmodel med en offshore wake decay faktor på 0,050, som er anbefalet af DTU for havvindmølleparker. Det skal nævnes, at der for store havvindmølleparker i nogle områder kan være et større skyggetab end det den anvendte model angiver. Det er vurderet at de beregnede skyggetab er tilstrækkeligt nøjagtige til en relativ vurdering.

6.2 Langtidskorrektion

StormGeo mesoscale data dækker over en tidsperiode på to år, men det er velkendt at vinden varierer fra år til år, og det er derfor nødvendigt at lave en vurdering af, hvordan vinden har været over en længere periode. I vindindustrien er det normalt at bruge 15 - 20 års langtidssdata, for at få et repræsentativt resultat. Til langtidskorrekturen af de to års mesoscale data for de fire områder, er det valgt at benytte EMD ConWx¹¹ data, som COWI har adgang til gennem WindPRO. Der er anvendt et 20 års datasæt fra hvert område. For at kunne vurdere, om ConWx data kan benyttes til at langtidskorrigere de to års mesoscale data, er der lavet en korrelationsanalyse mellem mesoscale data og EMD ConWx data. I Tabel 6-1 ses det at der er en god lineær korrelation for alle områderne, og det er derfor vurderet at EMD ConWx data kan benyttes til langtidskorrektion.

Tabel 6-1: Lineær korrelationsfaktor, R, på månedligt gennemsnit.

Område	R (månedlig gennemsnit)
Nordsøen II+III	0,98
Bornholm I+II	0,98

Langtidskorrekturen for hvert af de tre områder for de to års mesoscale data ift. en 20 års periode er vist i Tabel 6-2.

¹¹ http://help.emd.dk/mediawiki/index.php?title=EMD-ConWx_Meso_Data_Europe

Tabel 6-2: Langtidskorrektion af vindhastigheden for hvert af de to område.

Område	Langtidskorrektion [%]
Nordsøen II+III+Vest	- 1,8
Bornholm I+II	0,0

Baseret på forholdet mellem vind og produktion, P/V, omregnes langtidskorrektionen på vinden til en langtidskorrektion på produktionen. Resultatet ses i Tabel 6-3.

Tabel 6-3: Langtidskorrektion af produktionen for hvert af de to område.

Område	P/V	Langtidskorrektion [%]
Nordsøen II+III+Vest	1,0	- 1,8
Bornholm I+II	1,1	0,0

6.3 Tab

Følgende tab, udover skyggetab og beregnede elektriske tab, er medregnet i produktionsestimaterne for hvert af de foreslåede vindmøllelayouts i hver af de to områder:

- > Rådighedstab for vindmølleparken: 4,0%
- > Møllens eget forbrug: 1,2%
- > Effektkurvetab: 1,0%
- > **Samlet tab: 6,1%**

Rådighed - et anlæg eller en turbine siges at være til rådighed, når det er i stand til at generere sin fulde nominelle produktion. Rådighedstab forekommer, når nogle af vindmøllerne i et projekt, eller hele projektet, er ude af drift af forskellige årsager. De 4% rådighedstab kan underopdeles i kontraktuelle tab for vindmøllen (f.eks. planlagt service), ikke kontraktuelle tab (f.eks. ikke planlagt service), til rådighed af eksport system, til rådighed af forsyningsnettet.

Møllens eget forbrug – Dette tab tegner sig for den energi, der forbruges af udstyret i møllen.

Tab af effektkurve – Dette tab skyldes mangler som følge af den ideelle ydeevne på grund af suboptimale turbineindstillinger. Typiske eksempler omfatter yaw misligholdelse, kontrol af anemometer kalibrering, bladhøj-de unøjagtigheder eller misligholdelse, og andre kontrolindstillingsproblemer.

6.4 Produktionsestimater

I Tabel 6-4 ses et resume af input til beregningen af layouts-energi og i Tabel 6-5 ses bruttoproduktion, skyggetab, parkproduktion (efter skyggetab er fratrukket), tab og korrektioner samt nettoproduktionen for hvert af de foreslåede mølleylayouts i de tre områder.

Tabel 6-4: Beregningsinputoversigt for alle de foreslåede vindmølleylayouts

Park	Turbine Afstand [RD ¹²]	Layoutet Park [km ²]	Effekttæthed [MW/km ²]	Mølletæthed [km ² /MW]	Bruttoområde [km ²]
Nordsøen II+III + Vest - L1	7 X 12 RD	235,3	4,27	0,23	296,7
Nordsøen II+III +Vest - L2	7 X 12 RD	235,1	4,28	0,23	308,5
Nordsøen II+III +Vest - L3	7 X 12 RD	226,3	4,44	0,23	322,1
Bornholm I – L2	7 X 10 RD	169,0	5,94	0,17	270,2 ¹³
Bornholm II – L3	7 X 12 RD	218,9	4,59	0,22	461,6 ¹⁴

Som vist i Tabel 6-5, er de mest produktive områder lokaliseret ved Nordsøen II+III, hvilket er i henhold til tilgængeligheden af vindressourcerne blandt alle evaluerede områder. Der blev observeret en produktionsforskel på ca. 6,4% sammenlignet med alle parklayouts.

Vindklyngen på 3 GW med optimerede layouts har sammenlignelige egenskaber, især med hensyn til vindmølleafstanden. Som et resultat er skyggetabet stort set det samme. Da vindressourcen er en smule bedre på Layout 1 placeringen er nettoenergien her 0.4 % højere sammenlignet med Layout 2 og Layout 3.

Tabene og den langsigtede korrektion har den højeste samlede værdi i Nordsøen II+III. Den langsigtede korrektion, som indikerer, at den korte tidsvariabilitet øges sammenlignet med langvarige vindforhold på stedet, er højere sammenlignet med Bornholm. Variationen er i overensstemmelse med Nordsøen I, evalueret af COWI.

For Bornholm området er skyggetabet størst ved Bornholm I - Layout 2 grundet den relativt korte afstand mellem møllerne. På trods af det større skyggetab er

¹² Rotordiameter = 236 m.

¹³ Bruttoområde areal svarer til det samlede disponible areal.

¹⁴ Bruttoområde areal svarer til det samlede disponible areal.

området bedre end Bornholm II - Layout 3 med hensyn til vindressource, hvilket resulterer i en nettoenergi, der er ca. 0,3% højere end Bornholm II - Layout 3.

Som forventet giver 3 GW layoutet (Bornholm -L1) med den største mølletæthed også det største skyggetab.

Tabel 6-5: Produktionsestimater for alle de foreslåede vindmøllelayouts.

Park	Brutto produktion [GWh/y]	Skygge tab ¹⁵ [%]	Park Produktion ¹⁶ [GWh/y]	Tab & LT korrektion ¹⁷ [%]	Netto produktion [GWh/y]
Nordsøen II+III - L1	5480,0	4,8	5214,4	7,8	4809,2
Nordsøen II+III - L2	5477,9	4,9	5209,5	7,8	4804,6
Nordsøen II+III - L3	5458,8	4,9	5192,8	7,8	4789,2
Bornholm - L1 ¹⁸	15361,9	6,9	14298,5	6,1	13429,0
Bornholm I - L2	5160,7	5,7	4867,9	6,1	4571,9
Bornholm II - L3	5128,0	5,4	4853,3	-6,1	4558,2

¹⁵ Internt skyggetab i vindparken.

¹⁶ Inklusive skygge tab.

¹⁷ Tab forklaret henholdsvis i afsnit 6.3 og 6.2.

¹⁸ 3 GW i Bornholm I og Bornholm II.

6.5 Produktionsestimater ved 7 GW vindklynge

Resultaterne af den resterende 7 GW vindklynge er præsenteret i Tabel 6-6.

Tabel 6-6: Produktionsestimater for ekstra 7 GW vindmøllelayouts.

Park	Brutto produktion [GWh/y]	Skygge tab ¹⁹ [%]	Park Produktion ²⁰ [GWh/y]	Tab & LT korrek- tion ²¹ [%]	Netto produktion [GWh/y]
Nordsøen II+III - L4	5500,1	4,7	5241,8	7,8	4834,4
Nordsøen II+III - L5	5497,6	4,9	5227,0	7,8	4820,7
Nordsøen II+III - L6	5481,3	5,3	5190,2	7,8	4786,9
Nordsøen II+III - L7	5445,0	4,8	5182,9	7,8	4780,1
Nordsøen II+III - L8	5422,7	5,1	5146,9	7,8	4746,8
Nordsøen II+III - L9	5423,9	5,1	5145,1	7,8	4745,2
Nordsøen II+III - L10	5409,2	5,0	5136,8	7,8	4737,5

¹⁹ Internt skyggetab i vindparken.

²⁰ Inklusive skygge tab.

²¹ Tab forklaret henholdsvis i afsnit 6.3 og 6.2.

Bilag A Beskrivelse af StormGeos vindmodellering

StormGeo has been running nested, limited area numerical weather prediction (NWP) models for real-time weather prediction since early 2003.

The main tool is the Weather and Research Forecasting (WRF) model. This is a state-of-the-art community model which is being maintained by the National Centers for Atmospheric Research (NCAR) in the U.S., one of the leading meteorology research institutions worldwide. StormGeo uses twice-daily global forecasts from the European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) as initial and boundary forcing for our operational forecasts. The resolution of the ECMWF forecasts is currently one-eighth of a degree, which corresponds to about 16 km. These forecasts allow running the model in nested domains with horizontal resolutions of 6 and 2, or 9, 3 and 1 km. However, for long hindcasts, one runs into problems with using the ECMWF forecasts as forcing. This is because the horizontal resolution has changed rather frequently; for instance, it changed from 25 km to 16 km early in 2010, and from 40 km to 25 km in 2006. In addition there have been many changes to the assimilation system and the wave models. These historical changes mean that the long-term ECMWF forecast data set is not consistent. It has therefore been common to use consistent data sets such as the ECMWF ERA-40 reanalysis, or the NCEP/NCAR reanalysis, which are available for the periods 1958–2002 and 1948 to present, respectively, as forcing for long-term high-resolution hindcasts. But after the introduction of the high-resolution ECMWF ERA-Interim reanalysis²², in 2009, the Era-Interim has become the de facto standard data set used for initialization and boundary forcing.

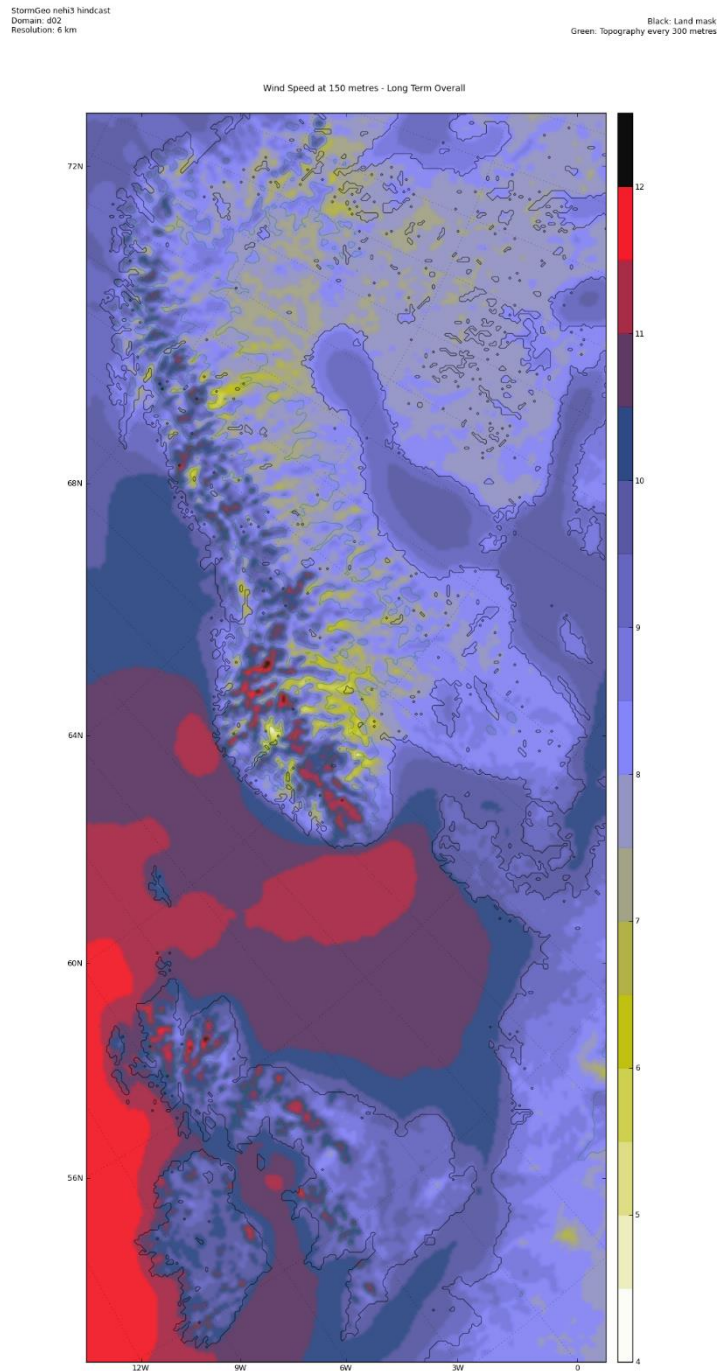
The main attractions of ERA-Interim are:

- > the high quality of the forecast model used,
- > the high horizontal resolution (80 km) relative to ERA-40 and the NCEP/NCAR reanalysis (both 125 km),
- > the use of 4D-Var assimilation (which means that the data assimilation is consistent with the preceding forecasts),
- > the use of a two-way coupling between ocean waves and the atmosphere,
- > the long time period covered (1979–present),
- > and – with reference to the above discussion regarding consistency – the main attraction with relevance for hindcasts, is that the ERA-Interim data

²² D. P. Dee et al. (2011): The ERA-Interim reanalysis: configuration and performance of the data assimilation system. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 656, p. 553–597.

set is consistent in time (because the same model system was used for the whole analysis period).

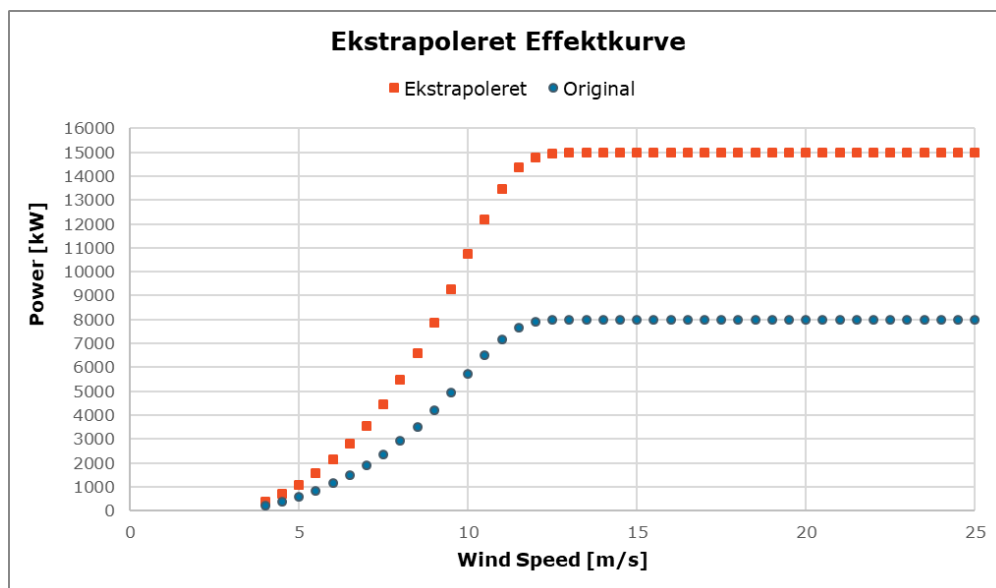
A horizontal grid resolution of 16 km, which is the current resolution of the ECMWF operational forecasts, enables the model to resolve weather patterns with a length scale of about 100 kilometers. Similarly, a resolution of 80 km (the resolution of ERA-Interim) allows the model to resolve features with length scales of about 500 km. This is clearly not sufficient to resolve localized sub-scale features such as sea breeze or topographic effects. A very important part of a historical assessment of winds is therefore to use high-resolution NWP models to *downscale*, i.e. increase the horizontal resolution, of the reanalysis. At StormGeo WRF is used to provide hindcasts with significantly higher resolution than the ERA-Interim. As an example of the hindcasts, the figure below shows the mean 100-meter wind speed for 2011 from the 33-year, 6 km high-resolution hindcast for North-West Europe, also known as NEHI.



The NEHI domain covers all of Norway, Sweden, Finland, Denmark, as well as the British Isles and parts of continental Europe. The horizontal resolution of the hindcast is 6 km, and the vertical resolution in the lower atmosphere is roughly 40 metres, starting at 20 metres above the surface. Winds at other heights can be readily obtained by means of vertical interpolation. Ten-metre winds are derived in order to comply with observations. The period covered by the hindcast is from January 1979 to November 2012, and in addition to that operational forecasts are produced twice daily to keep the hindcast up to date.

StormGeo's long experience with using high-resolution NWP models, and the frequent validation of operational model runs, has led StormGeo to implement a wide range of improvements with respect to the default WRF model setup.

Bilag B Ekstrapoleret Effektkurve – 15 MW



Bilag C Vindmøllepark layouts

C.1 Nordsøen II+III Layouts

Table 6-7: Nordsøen II+III - Layout 1 koordinater (UTM Nord - ETRS89 Zone 32).

Mølle nr.	X	Y	Mølle nr.	X	Y
1	317.217	6.270.835	51	328.302	6.263.822
2	317.145	6.269.184	52	328.235	6.262.171
3	317.074	6.267.534	53	328.168	6.260.521
4	317.002	6.265.883	54	328.101	6.258.870
5	316.931	6.264.233	55	328.034	6.257.219
6	316.859	6.262.583	56	331.516	6.274.329
7	316.788	6.260.932	57	331.450	6.272.678
8	316.716	6.259.282	58	331.384	6.271.028
9	316.645	6.257.631	59	331.318	6.269.377
10	316.573	6.255.981	60	331.252	6.267.726
11	316.502	6.254.330	61	331.186	6.266.076
12	320.080	6.271.555	62	331.120	6.264.425
13	320.009	6.269.905	63	331054	6262774
14	319.939	6.268.254	64	330989	6261123
15	319.869	6.266.604	65	330923	6259473
16	319.798	6.264.953	66	330857	6257822
17	319.728	6.263.303	67	330791	6256171
18	319.657	6.261.652			
19	319.587	6.260.002			
20	319.517	6.258.351			
21	319.446	6.256.701			
22	319.376	6.255.050			
23	322.898	6.272.237			
24	322.829	6.270.587			
25	322.759	6.268.936			
26	322.690	6.267.286			
27	322.621	6.265.635			
28	322.551	6.263.985			
29	322.482	6.262.334			
30	322.413	6.260.684			
31	322.344	6.259.033			
32	322.274	6.257.382			
33	322.205	6.255.732			
34	325.882	6.272.872			
35	325.814	6.271.221			
36	325.746	6.269.571			
37	325.677	6.267.920			
38	325.609	6.266.270			
39	325.541	6.264.619			
40	325.473	6.262.968			
41	325.405	6.261.318			
42	325.337	6.259.667			
43	325.269	6.258.017			
44	325.201	6.256.366			
45	328.705	6.273.726			
46	328.638	6.272.075			
47	328.571	6.270.425			
48	328.504	6.268.774			
49	328.436	6.267.123			
50	328.369	6.265.473			

Tabel 6-8: Nordsøen II+III - Layout 2 koordinater (UTM Nord - ETRS89 Zone 32).

Mølle nr.	X	Y	Mølle nr.	X	Y
1	341.179	6.277.534	51	352016	6264189
2	341.117	6.275.883	52	351958	6262538
3	341.055	6.274.232	53	351900	6260887
4	340.992	6.272.581	54	351843	6259236
5	340.930	6.270.930	55	351785	6257585
6	340.868	6.269.279	56	355162	6273239
7	340.806	6.267.629	57	355105	6271588
8	340.743	6.265.978	58	355048	6269937
9	340.681	6.264.327	59	354991	6268286
10	340.619	6.262.676	60	354935	6266635
11	340.557	6.261.025	61	354878	6264984
12	343.972	6.276.629	62	354821	6263333
13	343.911	6.274.978	63	354765	6261682
14	343.850	6.273.327	64	354708	6260031
15	343.789	6.271.677	65	354651	6258380
16	343.727	6.270.026	66	354595	6256729
17	343.666	6.268.375	67	351681	6255819
18	343.605	6.266.724			
19	343.544	6.265.073			
20	343.483	6.263.422			
21	343.422	6.261.771			
22	343.361	6.260.120			
23	346.768	6.275.768			
24	346.707	6.274.118			
25	346.647	6.272.467			
26	346.587	6.270.816			
27	346.527	6.269.165			
28	346.467	6.267.514			
29	346.407	6.265.863			
30	346.347	6.264.212			
31	346.287	6.262.561			
32	346.227	6.260.910			
33	346.167	6.259.259			
34	349.564	6.274.910			
35	349.505	6.273.259			
36	349.446	6.271.608			
37	349.387	6.269.957			
38	349.328	6.268.306			
39	349269	6266655			
40	349210	6265004			
41	349151	6263353			
42	349093	6261702			
43	349034	6260051			
44	348975	6258400			
45	352363	6274094			
46	352305	6272444			
47	352247	6270793			
48	352189	6269142			
49	352132	6267491			
50	352074	6265840			

Table 6-9: Nordsøen II+III - Layout 3 koordinater (UTM Nord - ETRS89 Zone 32).

Mølle nr.	X	Y	Mølle nr.	X	Y
1	328.304	6.247.105	51	336.252	6.232.719
2	328.237	6.245.455	52	336.188	6.231.068
3	328.171	6.243.804	53	336.125	6.229.417
4	328.104	6.242.153	54	336.062	6.227.766
5	328.038	6.240.503	55	339.755	6.249.880
6	327.971	6.238.852	56	339.693	6.248.229
7	327.904	6.237.201	57	339.630	6.246.578
8	327.838	6.235.551	58	339.568	6.244.928
9	327.771	6.233.900	59	339.506	6.243.277
10	327.705	6.232.249	60	339.444	6.241.626
11	327.638	6.230.599	61	339.381	6.239.975
12	327.572	6.228.948	62	339.319	6.238.324
13	327.505	6.227.297	63	339.257	6.236.673
14	331.158	6.247.797	64	339.195	6.235.023
15	331.092	6.246.146	65	339.133	6.233.372
16	331.027	6.244.495	66	339.071	6.231.721
17	330.961	6.242.845	67	339.008	6.230.070
18	330.896	6.241.194			
19	330.830	6.239.543			
20	330.765	6.237.893			
21	330.699	6.236.242			
22	330.634	6.234.591			
23	330.568	6.232.940			
24	330.503	6.231.290			
25	330.437	6.229.639			
26	330.372	6.227.988			
27	334.012	6.248.532			
28	333.948	6.246.882			
29	333.883	6.245.231			
30	333.819	6.243.580			
31	333.754	6.241.929			
32	333.690	6.240.279			
33	333.625	6.238.628			
34	333.561	6.236.977			
35	333.497	6.235.326			
36	333.432	6.233.676			
37	333.368	6.232.025			
38	333.303	6.230.374			
39	333.239	6.228.723			
40	333.175	6.227.073			
41	336.885	6.249.226			
42	336.821	6.247.576			
43	336.758	6.245.925			
44	336.695	6.244.274			
45	336.631	6.242.623			
46	336.568	6.240.972			
47	336.505	6.239.322			
48	336.441	6.237.671			
49	336.378	6.236.020			
50	336.315	6.234.369			

C.2 Bornholm I+II Layout

Tabel 6-10: Bornholm I+II- Layout 1 koordinater (UTM Nord - ETRS89 Zone 32).

Mølle nr.	X	Y	Mølle nr.	X	Y
1	826.740	6.101.068	56	839.992	6.114.204
2	826.852	6.099.536	57	840.109	6.112.672
3	826.964	6.098.004	58	840.226	6.111.140
4	827.076	6.096.472	59	840.343	6.109.609
5	827.188	6.094.940	60	840.460	6.108.077
6	827.300	6.093.408	61	840.577	6.106.545
7	829.072	6.101.790	62	840.694	6.105.014
8	829.185	6.100.258	63	840811	6103482
9	829.297	6.098.726	64	840928	6101950
10	829.410	6.097.194	65	841045	6100419
11	829.523	6.095.662	66	842104	6117529
12	829.636	6.094.130	67	842222	6115998
13	829.748	6.092.598	68	842340	6114466
14	829.861	6.091.067	69	842458	6112934
15	829.974	6.089.535	70	842576	6111403
16	831.354	6.103.015	71	842694	6109871
17	831.468	6.101.484	72	842811	6108340
18	831.581	6.099.952	73	842929	6106808
19	831.695	6.098.420	74	843047	6105276
20	831.808	6.096.888	75	843165	6103745
21	831.922	6.095.356	76	851574	6093112
22	832.036	6.093.825	77	851694	6091580
23	832.149	6.092.293	78	851814	6090048
24	832.263	6.090.761	79	851934	6088517
25	832.376	6.089.229	80	852054	6086985
26	832.490	6.087.697	81	852174	6085454
27	833.609	6.104.593	82	852294	6083922
28	833.723	6.103.061	83	852414	6082390
29	833.838	6.101.529	84	852534	6080859
30	833.952	6.099.997	85	852654	6079327
31	834.067	6.098.466	86	852774	6077795
32	834.181	6.096.934	87	852894	6076264
33	834.296	6.095.402	88	853014	6074732
34	834.410	6.093.870	89	853134	6073200
35	834.524	6.092.338	90	853254	6071669
36	834.639	6.090.807	91	854639	6084287
37	835.751	6.107.505	92	854760	6082755
38	835.866	6.105.973	93	854881	6081224
39	835.982	6.104.441	94	855002	6079692
40	836.097	6.102.909	95	855122	6078160
41	836.212	6.101.378	96	855243	6076629
42	836.327	6.099.846	97	855364	6075097
43	836.443	6.098.314	98	855485	6073566
44	836.558	6.096.782	99	856843	6086431
45	836.673	6.095.251	100	856964	6084899
46	837.874	6.110.921	101	857086	6083368
47	837.990	6.109.389	102	857208	6081836
48	838.106	6.107.857	103	857329	6080305
49	838.222	6.106.326	104	857451	6078773
50	838.338	6.104.794	105	857573	6077241
51	838.455	6.103.262	106	857694	6075710
52	838.571	6.101.731	107	857816	6074178
53	838.687	6.100.199	108	857937	6072647
54	838.803	6.098.667	109	859213	6086465
55	838.919	6.097.135	110	859336	6084933

111	859458	6083402	156	865710	6094381
112	859580	6081870	157	865835	6092849
113	859703	6080339	158	865960	6091318
114	859825	6078807	159	866085	6089786
115	859948	6077276	160	866210	6088255
116	860070	6075744	161	866335	6086723
117	860192	6074213	162	866459	6085192
118	860669	6097302	163	866584	6083661
119	860803	6095771	164	866709	6082129
120	860936	6094241	165	866834	6080598
121	861070	6092710	166	866959	6079066
122	861203	6091180	167	867084	6077535
123	861337	6089649	168	867208	6076003
124	861471	6088118	169	868526	6086102
125	861604	6086588	170	845020	6110440
126	861738	6085057	171	845138	6108909
127	861871	6083526	172	845257	6107377
128	862004	6081996	173	849798	6085501
129	862138	6080465	174	849678	6087032
130	862271	6078934	175	849559	6088564
131	862405	6077404	176	849440	6090096
132	862538	6075873	177	868882	6084606
133	862671	6074342	178	869008	6083074
134	863162	6096576	179	869134	6081543
135	863286	6095045	180	869259	6080011
136	863411	6093513	181	869385	6078480
137	863535	6091982	182	869510	6076949
138	863659	6090450	183	869636	6075417
139	863783	6088919	184	870467	6094170
140	863907	6087387	185	870594	6092638
141	864031	6085856	186	870720	6091107
142	864155	6084325	187	872920	6093189
143	864279	6082793	188	873048	6091657
144	864403	6081262	189	873175	6090126
145	868002	6095326	190	873303	6088595
146	868128	6093794	191	873430	6087063
147	868254	6092263	192	870736	6089570
148	868379	6090732	193	870973	6088044
149	868505	6089200	194	871100	6086513
150	868631	6087669	195	871226	6084981
151	864652	6078198	196	871353	6083450
152	864776	6076667	197	871479	6081919
153	864899	6075135	198	871606	6080387
154	864366	6079702	199	871732	6078856
155	865585	6095912	200	871859	6077325

Tabel 6-11: Bornholm I - Layout 2 koordinater (UTM Nord - ETRS89 Zone 32).

Mølle nr.	X	Y	Mølle nr.	X	Y
1	826.854	6.100.724	51	840.227	6.111.859
2	826.975	6.099.074	52	840.353	6.110.210
3	827.095	6.097.424	53	840.479	6.108.560
4	827.216	6.095.774	54	840.605	6.106.911
5	827.336	6.094.125	55	840.731	6.105.261
6	827.457	6.092.475	56	840.856	6.103.612
7	829.213	6.101.073	57	840.982	6.101.962
8	829.334	6.099.423	58	841.108	6.100.313
9	829.456	6.097.774	59	842.214	6.116.967
10	829.577	6.096.124	60	842.341	6.115.317
11	829.699	6.094.474	61	842.468	6.113.668
12	829.820	6.092.825	62	842.594	6.112.018
13	829.942	6.091.175	63	842.721	6.110.369
14	830.063	6.089.525	64	842.848	6.108.719
15	831.446	6.102.516	65	842.975	6.107.070
16	831.569	6.100.866	66	843.102	6.105.420
17	831.691	6.099.216	67	843.229	6.103.771
18	831.813	6.097.567			
19	831.936	6.095.917			
20	832.058	6.094.268			
21	832.180	6.092.618			
22	832.303	6.090.968			
23	832.425	6.089.319			
24	832.547	6.087.669			
25	833.680	6.104.532			
26	833.803	6.102.882			
27	833.926	6.101.233			
28	834.050	6.099.583			
29	834.173	6.097.933			
30	834.296	6.096.284			
31	834.419	6.094.634			
32	834.542	6.092.985			
33	834.666	6.091.335			
34	835.924	6.106.373			
35	836.049	6.104.724			
36	836.173	6.103.074			
37	836.297	6.101.425			
38	836.421	6.099.775			
39	836545	6098125			
40	836669	6096476			
41	836793	6094826			
42	837987	6110006			
43	838112	6108356			
44	838238	6106707			
45	838363	6105057			
46	838488	6103408			
47	838613	6101758			
48	838738	6100108			
49	838863	6098459			
50	840101	6113509			

Tabel 6-12: Bornholm II- Layout 3 koordinater (UTM Nord - ETRS89 Zone 32).

Mølle nr.	X	Y	Mølle nr.	X	Y
1	852.487	6.084.294	51	866.993	6.080.555
2	852.616	6.082.645	52	867.128	6.078.906
3	852.745	6.080.996	53	868.666	6.094.795
4	852.875	6.079.346	54	868.801	6.093.146
5	853.004	6.077.697	55	868.937	6.091.496
6	853.133	6.076.047	56	869.073	6.089.847
7	853.263	6.074.398	57	869.208	6.088.198
8	853.392	6.072.748	58	869.344	6.086.549
9	855.231	6.085.506	59	869.480	6.084.900
10	855.361	6.083.857	60	869.615	6.083.250
11	855.491	6.082.208	61	869.751	6.081.601
12	855.622	6.080.558	62	869.886	6.079.952
13	855.752	6.078.909	63	870.022	6.078.303
14	855.882	6.077.259	64	863.703	6.084.701
15	856.013	6.075.610	65	863.989	6.083.086
16	856.143	6.073.961	66	864.123	6.081.436
17	857.968	6.086.786	67	864.256	6.079.787
18	858.099	6.085.137			
19	858.231	6.083.487			
20	858.362	6.081.838			
21	858.493	6.080.188			
22	858.625	6.078.539			
23	858.756	6.076.890			
24	858.887	6.075.240			
25	860.278	6.093.361			
26	860.411	6.091.712			
27	860.543	6.090.062			
28	860.676	6.088.413			
29	860.808	6.086.764			
30	860.941	6.085.115			
31	861.073	6.083.465			
32	861.206	6.081.816			
33	861.338	6.080.167			
34	861.470	6.078.517			
35	862.833	6.096.262			
36	862.978	6.094.614			
37	863.123	6.092.966			
38	863.267	6.091.317			
39	863.412	6.089.669			
40	863.556	6.088.021			
41	863.701	6.086.372			
42	865.782	6.095.398			
43	865.916	6.093.749			
44	866.051	6.092.099			
45	866.186	6.090.450			
46	866.320	6.088.801			
47	866.455	6.087.152			
48	866.589	6.085.503			
49	866.724	6.083.853			
50	866.859	6.082.204			

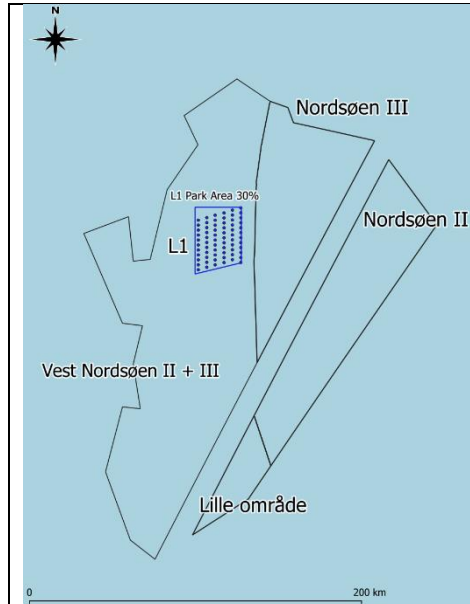
Tabel 6-13: Bornholm I+II- Layout 4 koordinater (UTM Nord - ETRS89 Zone 32).

Mølle nr.	X	Y	Mølle nr.	X	Y
1	826.791	6.100.983	51	870.383	6.089.284
2	826.911	6.099.334	52	870.519	6.087.634
3	827.032	6.097.684	53	870.655	6.085.985
4	829.153	6.101.289	54	870.791	6.084.336
5	829.274	6.099.639	55	870.927	6.082.687
6	829.396	6.097.990	56	871.063	6.081.038
7	831.345	6.102.684	57	871.199	6.079.388
8	831.468	6.101.035	58	871.335	6.077.739
9	831.590	6.099.385	59	872.429	6.093.216
10	833.751	6.104.758	60	872.566	6.091.567
11	833.874	6.103.108	61	872.703	6.089.918
12	833.998	6.101.458	62	872.840	6.088.269
13	834.121	6.099.809	63	872.977	6.086.620
14	835.953	6.107.168	64	873.114	6.084.970
15	836.077	6.105.518	65	835.982	6.103.846
16	838.015	6.110.800	66	836.328	6.102.223
17	838.140	6.109.150	67	836.452	6.100.573
18	838.266	6.107.501			
19	838.391	6.105.851			
20	840.128	6.114.302			
21	840.254	6.112.653			
22	840.380	6.111.003			
23	840.506	6.109.354			
24	840.632	6.107.704			
25	842.244	6.117.716			
26	842.371	6.116.066			
27	842.498	6.114.417			
28	842.625	6.112.767			
29	842.752	6.111.118			
30	842.879	6.109.469			
31	867.575	6.094.595			
32	867.710	6.092.945			
33	867.845	6.091.296			
34	867.981	6.089.647			
35	868.116	6.087.998			
36	868.251	6.086.349			
37	868.386	6.084.699			
38	868.521	6.083.050			
39	868.657	6.081.401			
40	868.792	6.079.752			
41	868.927	6.078.102			
42	865.914	6.085.899			
43	866.048	6.084.250			
44	866.182	6.082.601			
45	866.317	6.080.951			
46	866.451	6.079.302			
47	866.585	6.077.653			
48	869.777	6.094.207			
49	870.111	6.092.582			
50	870.247	6.090.933			

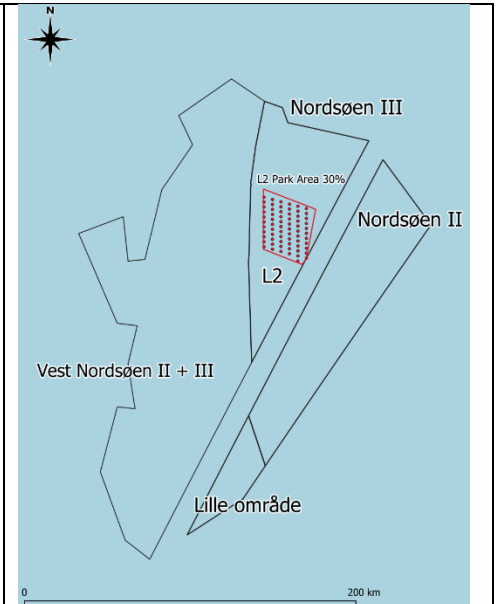
Bilag D Bruttoområder

D.1 Nordsøen I

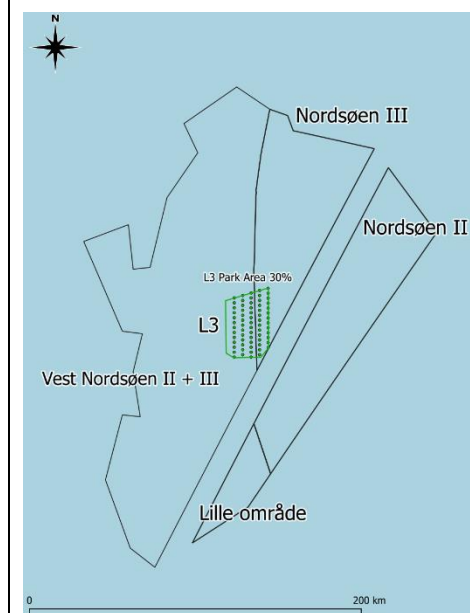
I Figur 6-1 til Figur 6-3 vises bruttoområderne for hver af de tre potentielle vindmøllepark layouts. I Tabel 6-14 vises koordinaterne for de tre bruttoområder.



Figur 6-1: Nordsøen II+III - Layout 1 inkl. bruttoområde.



Figur 6-2: Nordsøen II+III - Layout 2 inkl. bruttoområde.



Figur 6-3: Nordsøen II+III - Layout 3 inkl. bruttoområde.

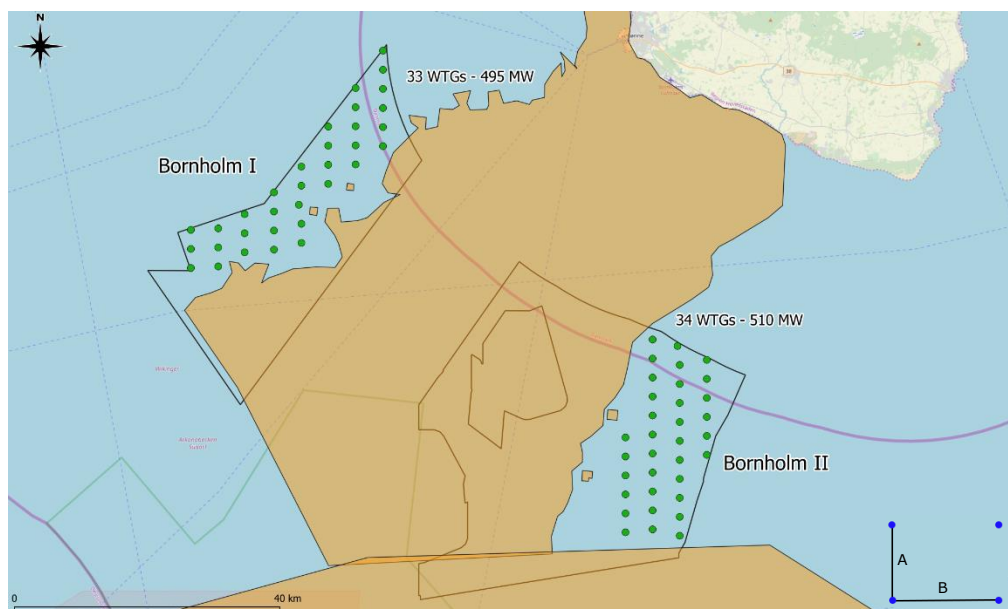
Tabel 6-14: Koordinater for bruttoområder på Nordsøen II+III – L1, L2 og L3 (UTM North ETRS89 Zone 32).

Nordsøen II+III – L1		Nordsøen II+III – L2	
X	Y	X	Y
331735	6274531	341153	6280186
330994	6256068	358227	6272908
315383	6252988	354611	6256732
316349	6275174	340383	6260201
		353125	6254689
Nordsøen II+III – L3			
339843	6249961		
339237	6230049		
336444	6226903		
327329	6227075		
324873	6228712		
325338	6246293		
339843	6249961		

Bilag E Ekstra layout - Bornholm I + II - Layout 4

Et yderligere layout 4 præsenteres i dette afsnit og er vist på Figur 6-4. De to vindmølleparker har i alt 1 GW fordelt på 495 MW og 510 MW installeret kapacitet på henholdsvis Bornholm I og Bornholm II.

Som nævnt i afsnit 4.5 viste en foreløbig undersøgelse, at den centrale region mellem det to disponible områder på Bornholm er begrænset af fuglebeskyttelse da fuglene i dette område tiltrækkes af mængden af muslinger. Denne begrænsning har brug for yderligere og detaljerede miljøundersøgelser for at vurdere den reelle virkning og konsekvens ved etablering af vindmølleparker i dette område. Minimumafstanden mellem vindmøller og det påvirkede område (lysegrønt) er 1 km.



Figur 6-4: Bornholm område og forslag til placering af møllerne i Layout 4, inklusive berørt område på grund af fugle.

Afstandene mellem møllerne (A og B på Figur 6-4) er:

Bornholm I:

- > Afstand A (vinkelret på hovedvindretningen): 1652 m / 7 RD
- > Afstand B (hovedvindretningen): 2596 m / 11 RD

Bornholm II:

- > Afstand A (vinkelret på hovedvindretningen): 1652 m / 7 RD
- > Afstand B (hovedvindretningen): 2360 m / 10 RD

Nærmeste afstand til land er 32 km fra den sydøstligste mølle.

I Tabel 6-15 ses bruttoproduktion, skyggetab, parkproduktion (efter skyggetab er fratrukket), tab og korrektioner samt nettoproduktionen for hvert af de foreslåede mølleylayouts i de tre områder.

Tabel 6-15: Produktionsestimater for ekstra layout – Bornholm I+II Layout 4.

Park	Brutto produktion [GWh/y]	Skygge tab ²³ [%]	Park Produktion ²⁴ [GWh/y]	Tab & LT korrek- tion ²⁵ [%]	Netto produktion [GWh/y]
Bornholm I+II – L4	5167,6	4,2	4950,5	6,1	4649,4

²³ Internt skyggetab i vindparken.

²⁴ Inklusive skygge tab.

²⁵ Tab forklaret henholdsvis i afsnit 6.3 og 6.2.