

MAJ 2020
ENERGISTYRELSEN

FINSCREENING AF HAVAREALER TIL ETABLERING AF NYE HAVMØLLEPARKER MED DIREKTE FORBINDELSE TIL LAND



COWI

MAJ 2020
ENERGISTYRELSEN

FINSCREENING AF HAVAREALER TIL ETABLERING AF NYE HAVMØLLEPARKER MED DIREKTE FORBINDELSE TIL LAND

PROJEKTNR.

A132994

DOKUMENTNR.

A132994-1-0

VERSION

FINAL

UDGIVELSESDATO

26-06-2020

BESKRIVELSE

Hovedrapport

UDARBEJDET

MHO

KONTROLLERET

ANJS

GODKENDT

TRLC

INDHOLD

1	Forkortelser	7
2	Indledning	8
2.1	Delrapportens indhold	9
2.2	Generelle forudsætninger	10
3	Opsummering og konklusion	11
3.1	Konklusion	11
3.2	Havbundsscreening	13
3.3	Miljøscreening	14
3.4	Vindressource, layouts og energiproduktion	16
3.5	Elektriske transmissionsanlæg	18
3.6	Omkostninger	20
3.7	Økonomisk rangordning	21
4	Havbundsforhold	22
4.1	Metode	22
4.2	Overordnet konklusion	22
4.3	Konklusion og anbefalinger for Nordsøen I	23
4.4	Konklusion og anbefalinger for Hesselø	24
4.5	Konklusion og anbefalinger for Kriegers Flak II	26
4.6	Opsummering af geologiske- og geotekniske forhold	27
5	Miljø	29
5.1	Metode	29
5.2	Overordnet konklusion	29
5.3	Konklusion og anbefalinger Nordsøen I	31
5.4	Konklusion og anbefalinger Hesselø	33
5.5	Konklusion og anbefalinger Kriegers Flak II	33

6	Vindressource, layouts og energiproduktion	35
6.1	Metode	35
6.2	Vindressourceoversigt	36
6.3	Nordsøen I	36
6.4	Hesselø	37
6.5	Kriegers Flak	38
6.6	Bruttoområder	39
6.7	Produktionsestimater	40
7	Elektriske transmissionsanlæg	42
7.2	Nordsøen I – 3 GW	44
7.3	Hesselø	47
7.4	Kriegers Flak	50
7.5	Information leveret fra Energinet	51
8	Endelig energiproduktion	54
9	Omkostninger	55
9.1	Investeringsomkostninger	55
9.2	Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger	59
10	Økonomisk rangordning	61

1 Forkortelser

Følgende forkortelser er anvendt i denne rapport:

GIS	Gas insulated switchgear
HF	Harmoniske filter (udligner elektrisk støj bidrag fra vindmølleanlægget mod eksisterende transmissionsnet)
kV	Kilo Volt (1.000 V)
LCoE	Levetidsomkostninger
MW	Mega Watt (Aktive effekt)
MVar	Mega Var (Reaktiv effekt)
OSS	Offshore Substation (Havbaseret transformerstation)
RCS	Reactive Compensation Station (Reaktiv kompenseringsstation)
SR	Shunt Reaktor (Kompensering af kabelanlægs kapacitet)
SVC	Static Var Compensator
STACOM	Static Var Compensator
TJB	Transition Joint Bay (Overgang fra søkabel til landkabel)
TP	Havbaseret Transformer Platform (Vindmøllepark)
TSNET	Landbaseret Transformerstation, (Energinet)
TSKY	Kystnær Transformerstation, (Vindmøllepark)
TSVP	Landbaseret Transformerstation ved TSNET, (Vindmøllepark)
TSO	Transmissions system operatør
UXO	Unexploded Ordnance (Forsagere)
WTG	Wind Turbine Generator (hele vindmøllen med fundament)

2 Indledning

Energistyrelsen har gennemført den såkaldte 10 GW screening som opfølgning på Energifaftalen i 2018. På den baggrund har Energistyrelsen valgt en række områder, der skal finscreenses i dette studie (Figur 2-1). 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 energiproduktion samt elektriske systemer.



Figur 2-1: 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 interesser 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:

- > Nordøen I (3174 km² hvoraf 440 km² er reserveret til Thor)
- > Hesselø (247 km²)
- > Kriegers Flak Nord og Syd (173 km²)

Der er også givet politisk opdrag til at afsøge muligheder for at etablere en eller flere såkaldte energijøer/hubs i havområder uden for dem, der var omfattet af 2018 finscreeningen. Med etableringen af sådanne energijøe /hubs åbnes muligheden for at bygge væsentlig flere havvindmølleparker 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 Nordsø II + III ud til en havdybde på 50 m

2.1 Delrapportens indhold

Denne rapport opsummerer hovedresultaterne fra de underliggende delrapporter vedrørende miljø- og planmæssige forhold, havbund- og geologiske forhold, vindressourcer og elektriske systemer for de opdaterede områder og beregner LCoE på baggrund af estimeret energiproduktion og forventede investerings- og driftsomkostninger. På baggrund af LCoE beregningerne rangordnes layoutene fra billigst til dyrest. De potentielle layouts er baseret på kravene fra Energistyrelsen som oplyst i opgavebeskrivelsen og beskrevet i delrapporterne som angivet i tabellen nedenfor.

Tabel 2-1: Oversigt over hele finscreeningens rapporter og delrapporter

Rapporter relateret til re-screeningen
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
Rapporter relateret til screeningen af nye arealer
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

Denne rapport er struktureret således at resultaterne af hver delrapport er opsummeret hvorefter økonomien i hvert projekt udregnes og projekter rangeres afslutningsvist.

2.2 Generelle forudsætninger

Havvindmølleparkerne forudsættes enkeltvis at have en installeret effekt på 1 GW, og eksportsystemet forudsættes opbygget efter retningslinjer modtaget fra Energinet som to parallelle kabelsystemer, hver med en samlet installeret effekt på 500 MW (0,5 GW). Der tages udgangspunkt i en fremtidig mølle med en effekt på 15 MW, som forventes at være på markedet inden 2030. Hver park består af 67 15 MW møller med en samlet installeret effekt på 1005 MW.

Nærværende rapport omfatter følgende havmøllepark konfigurationer

Tabel 2-2 Havmølleparkkonfigurationer

Vindmøllepark	Opbygning	Mølleeffekt	Tilslutningspunkt
Nordsøen L1	2 x 500 MW	67x15MW	Hovedstation Stovstrup ¹
Nordsøen L2	2 x 500 MW	67x15MW	
Nordsøen L3	2 x 500 MW	67x15MW	
Hesselø (Scenarie 1)	2 x 500 MW	67x15MW	Hovedstation Gørløse
Hesselø (Scenarie 2)	2 x 500 MW	67x15MW	Hovedstation Kyndby
Krigers flak	1 x 460 MW & 1 x 540 MW	67x15MW	Hovedstation Brøndbygård

¹ Maksimalt to parker forventes tilsluttet Hovedstation Stovstrup. Udbygges Nordsøen I med 3 GW må det forventes at mindst én af parkerne skal tilsluttes Hovedstation Endrup

3 Opsummering og konklusion

Der er indsamlet ny data, udført analyser og vurderinger for at opdatere vurderingen af og økonomien i at placere havmølleparker i de opdaterede områder med direkte forbindelse til land. Data grundlag for det opdateret studie er beskrevet i delrapporterne Tabel 2-1 hvilket inkluderer Miljø og planmæssige forhold samt Havbund og geologiske forhold. Det opdaterede studie antager at parkerne etableres i størrelser af 1 GW og med en 15 MW mølle, der forventes at være på markedet inden 2030. Anvendelsen af ny teknologi og stordrift fordele har således reducerende indvirkning på omkostningerne sammenlignet med samme studie i 2018.

3.1 Konklusion

Analysen har overordnet vist, at det er muligt at bygge havmølleparker i alle de fire områder. Endvidere skal det bemærkes, at levetidsomkostningerne på det foreliggende grundlag ligger meget tæt på hinanden. Tætheden skyldes i al væsentlighed at den tungeste investeringsomkostning ligger på vindmøllerne (eksklusiv fundamenter), posten udgør knap 50% af de totale investeringsomkostninger, og den er ens for alle parkerne. Derudover er variansen på de øvrige omkostninger og på vindressourcen ikke specielt stor, og dermed vil de forskellige løsninger naturligt ligge forholdsvis tæt.

Der er således ikke et område, som er markant dårligere end de andre. Dog har Hesselø området en nogle udfordringer, som gør det til det mindst attraktive område. Derudover er Kriegers Flak udfordret arealmæssigt, med to forskellige områder, der begge skal benyttes, hvis der skal opføres 1000 MW.

Baseret på den endelige nettoenergiproduktion samt de samlede investerings- og drifts- og vedligeholdelsesomkostninger er levetidsomkostningerne per kWh beregnet som angivet i Tabel 3-1:

Tabel 3-1: Rangordning af havmølleparker ud fra levetidsomkostningerne for de 5 havmølleparker

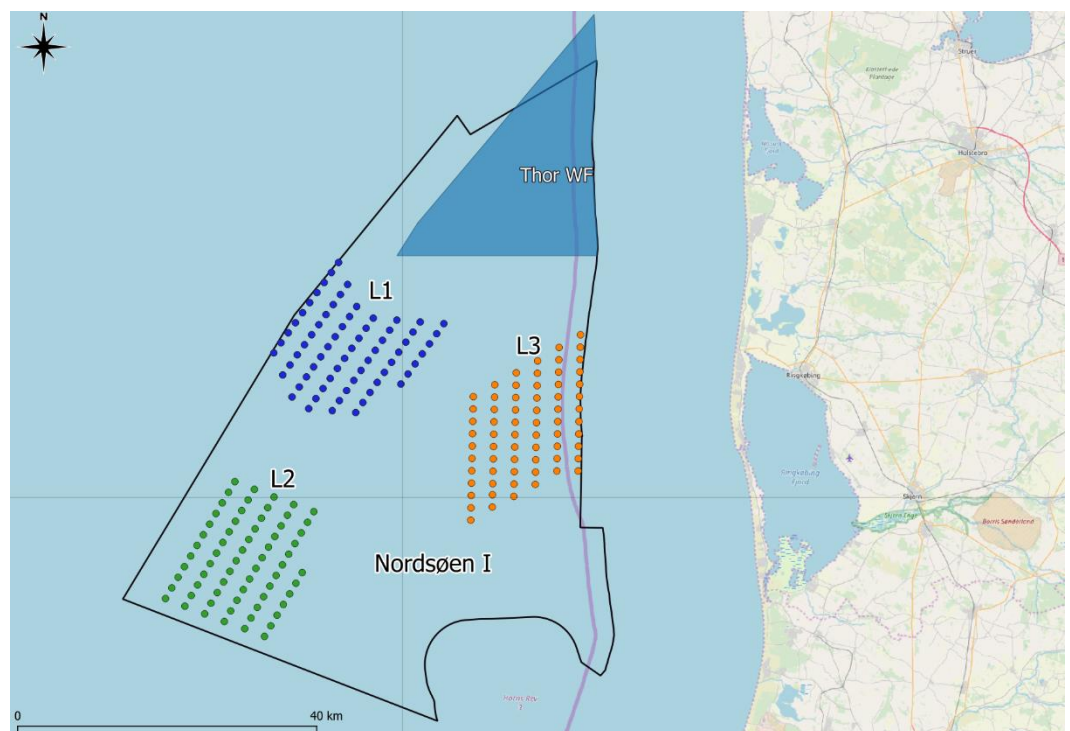
SITE/LAYOUT	(kr/kWh)	(kr/MWh)	(EUR/MWh)
Nordsøen 1 - L3	0,40	399,44	53,62
Nordsøen 1 - L1	0,40	399,93	53,68
Nordsøen 1 - L2	0,40	400,69	53,78
Kriegers Flak	0,41	406,54	54,57
Hesselø (Kyndby)	0,41	414,07	55,58
Hesselø (Gørløse)	0,42	415,27	55,74

I 2018 finscreeningen var Hesselø billigere end Kriegers Flak. I denne opdaterede screening er Hesselø sitet dog mindre, så mølletætheden er større (19 km²/MW) og skyggetabet dermed større. Ydermere er vindressourcen ved Hesselø også forringet i forhold til 2018 finscreeningen, da de områder, som ikke længere medregnes i Hesselø sitet havde den bedste vindressource.

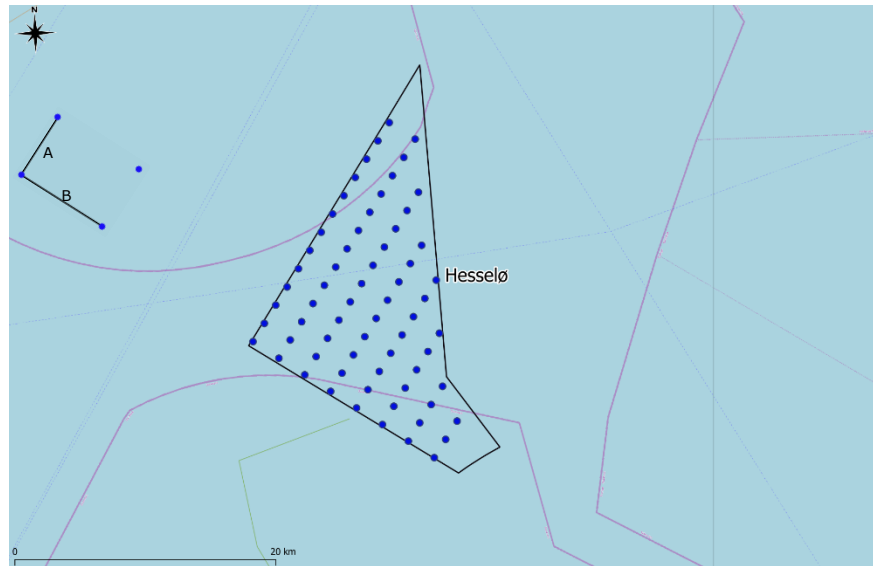
For Hesselø er LCoE for de to løsninger stort set identisk. Gørløse har et lidt mindre elektrisk tab, men lidt højere investeringsomkostning til eksportsystemet. Forskellen i LCoE svarer til 0,1 øre/kWh.

Selvom vindressourcen i Nordsøen er små 10% bedre målt på energiproduktion er der meget lille forskel på LCoE i forhold til Hesselø og Kriegers Flak. En del af forklaringen skal findes i øgede omkostninger til fundamenter. Det skyldes, at områderne i Nordsøen i højre grad forventes installeret med scour-beskyttelse, der forhindrer erosion af havbunden rundt om fundamentene. Scour-beskyttelse vil kun være nødvendigt i begrænset omfang ved Hesselø og Kriegers Flak.

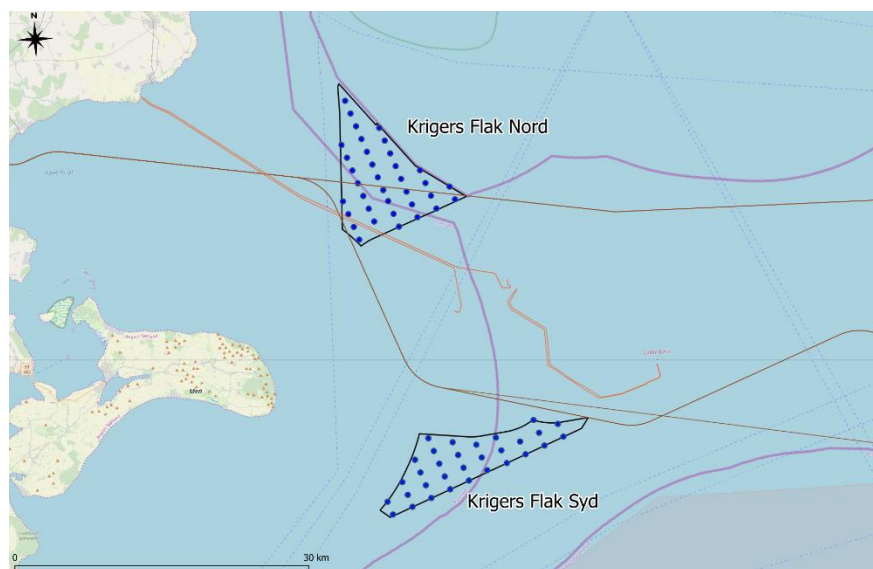
På figurerne nedenfor er de foreslåede bruttoområder/layouts for hvert område vist.



Figur 3-1: Nordsøen I samlede konfiguration af vindmølleparker.



Figur 3-2: Hesselø område og foreslået placering af møllerne.



Figur 3-3: Krigers Flak område og foreslået placering af møllerne.

3.2 Havbundsscreening

På nuværende tidspunkt og vidensniveau er der ikke fundet geologiske eller geotekniske faktorer, der vurderes at være show-stoppere for placering af havvindmøllefundamenter. Den samlede vurdering skal derfor betragtes som en relativ rangering af områderne, og at alle områder kan anvendes til opstilling af havvindmøller ud fra en geologisk og geoteknisk betragtning. I Tabel 4-1, er områder rangordnet fra meget velegnet (V+) over velegnet (V) til mindre velegnet (V-).

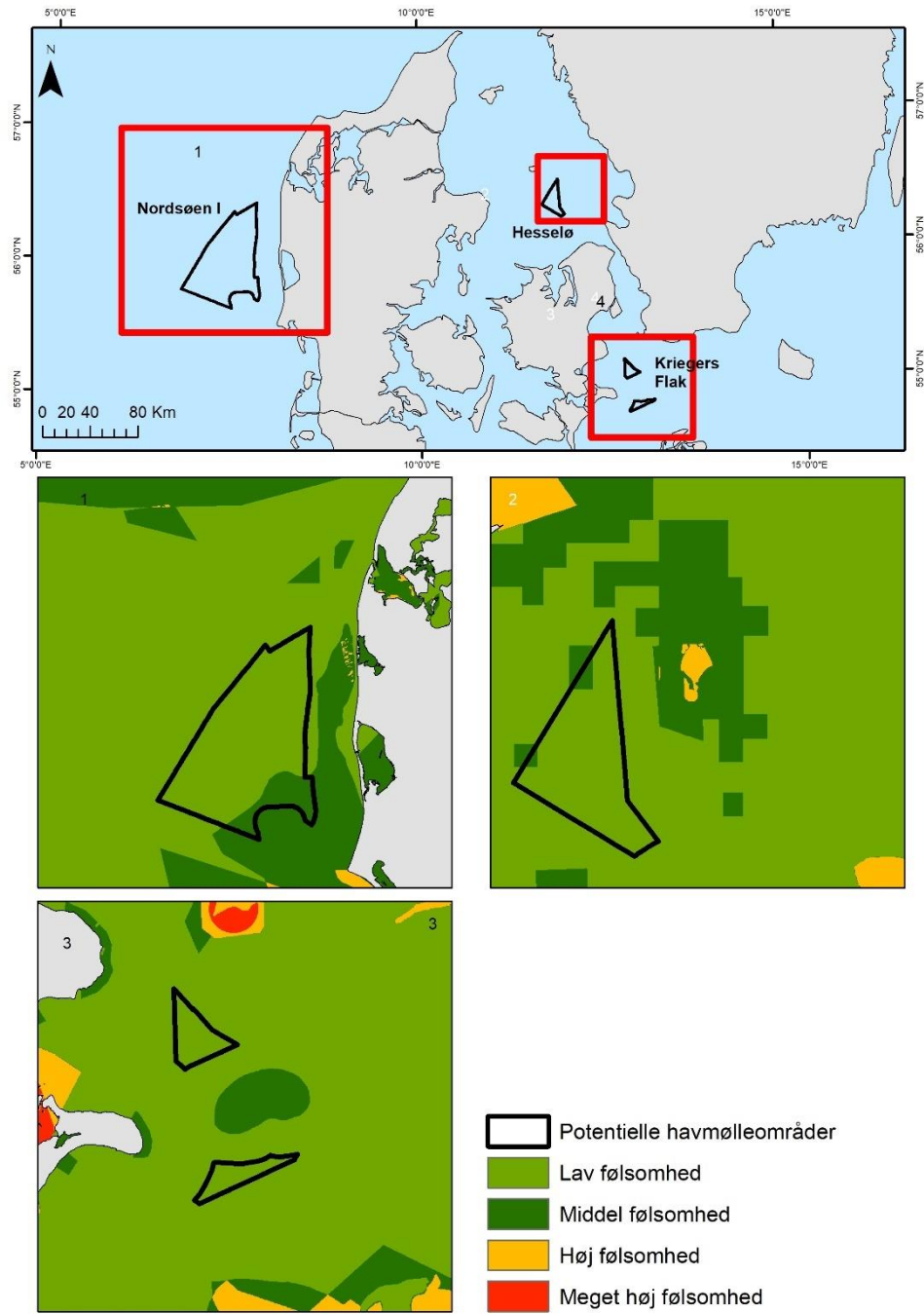
I det nordligere af Krieger Flak II vurderes det, at tykkelsen af de kvartære og holocæne aflejringer er relativt tynde i forhold til det sydlige område, hvilket betyder at kalkoverfladen ligger tættere på havbunden. Derfor vurderes det, at det nordlige område skal kategoriseres lavere end det sydlige område.

Tabel 3-2: Samlet vurdering og rangering af de seks screenede områder. Vurderingen inkluderer kun geologiske- og geotekniske forhold og ikke vanddybde.

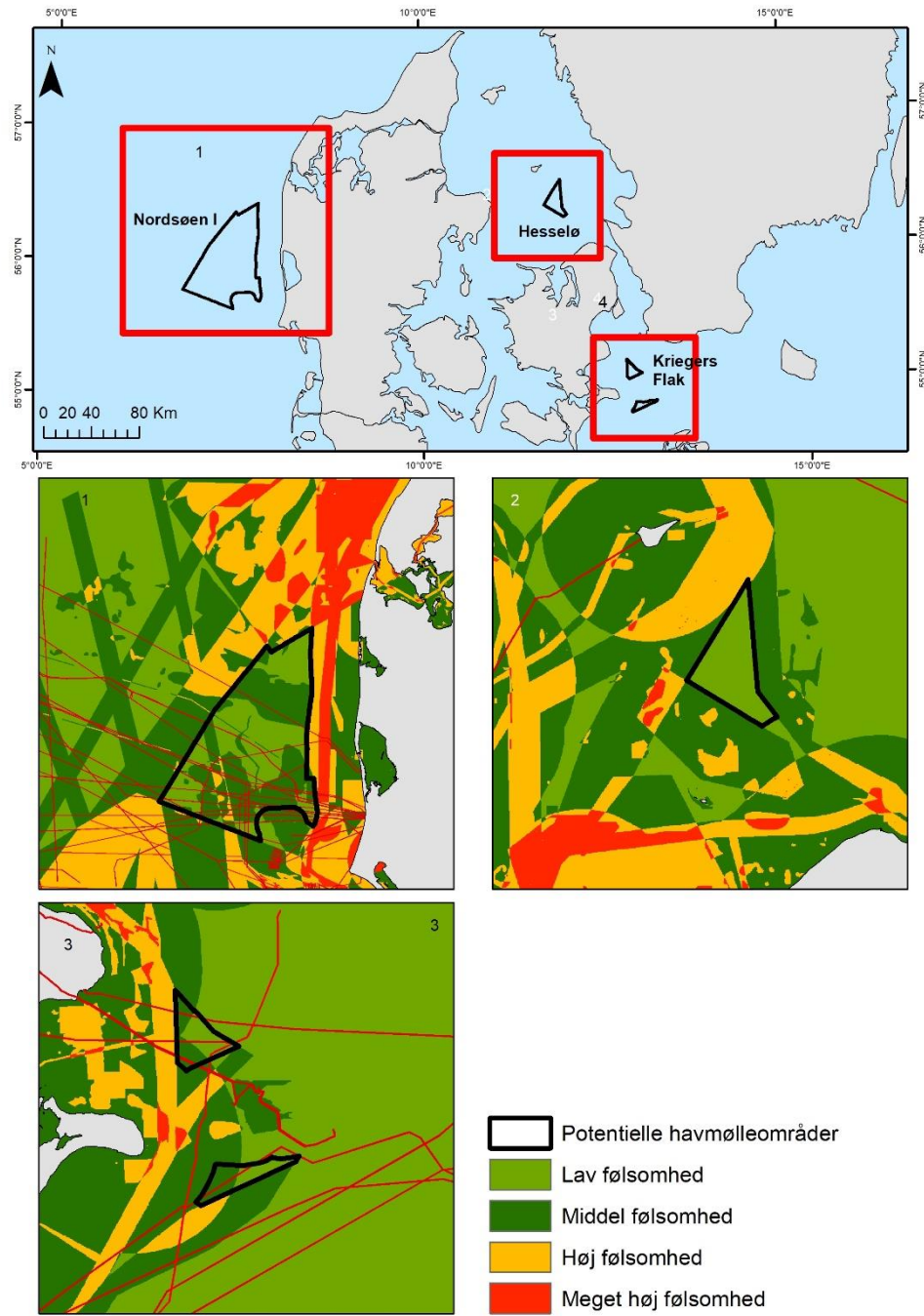
Rang	Område	Kategori	Områdepolygoner på kortbilag
1	Nordsøen I	Velegnet (V)	
2	Hesselø	Velegnet (V)	
3	Kriegers Flak II Syd	Velegnet (V)	Vest
4	Kriegers Flak II Syd	Velegnet (V)	Øst
5	Kriegers Flak II Nord	Mindre Velegnet (V-)	

3.3 Miljøscreening

Overordnet set vil det være muligt at opstille havmøller i alle de screenede områder uden at forårsage alvorlige påvirkninger på natur-, miljø- og planforhold. Der er således ingen af de screenede områder, som ikke kan anbefales til opsætning af havvindmøller på grund af ugunstige miljøforhold eller sammenfald med menneskelige interesser.



Figur 3-4 Samlet oversigt over miljøfølsomhed for de tre områder.



Figur 3-5 Samlet oversigt over følsomhed for menneskelige interesser for de tre områder.

3.4 Vindressource, layouts og energiproduktion

3.4.1 Vindressource

Tabel 3-3 viser den gennemsnitlige vindhastighed for de tre områder baseret på de udtrukne mesoscale datapunkter.

Tabel 3-3: Middelvindhastighed for de tre områder, 140 m over havet.

Område	Aritmetisk vindhastighed [m/s]
Nordsøen I	10,42
Hesselø	9,62
Kriegers Flak	9,82

3.4.2 Layouts

Den foreslåede placering af møllerne inden for hvert område kan ses af Figur 3-1, Figur 3-2 og Figur 3-3 ovenfor. 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 layoutprocessen var fastlagt i opgavebeskrivelsen:

- > en parkstørrelse på 1 GW
- > en mølletæthed på 4,55 MW/km² (dvs. 0,22 km²/MW)
- > et bruttoområde til udvikling, som er 30% større end nødvendigt
- > for Nordsøen I angives tre mulige placeringer

Afstande mellem møllerne baseres på en forudsætning om at *wake loss*, altså det totale produktionstab som følge af at møllerne i vindmølleparken skygger for hinanden, skal være mindre end 6%.

I Tabel 3-4 nedenfor vises størrelserne på potentielle vindmøllepark layouts samt bruttoområdet. Som det kan ses, er området for Kriegers Flak, 173 km² og mølletætheden bliver derfor tættere end de 4,55 MW/km² (0,22 km²/MW). Det samlede areal for Hesselø er 247 km² men da det er irregulært, bliver vindmølletætheden også her tættere end 4,55 MW/km² (0,22 km²/MW). Dette område har begrænsninger i forhold til både transportruter og militærzoner. I forhold til 2018 finscreeningen er områdets totale areal reduceret af militærzoner i den sydlige del hvor vindressourcen er bedst.

Tabel 3-4 Bruttoområde størrelser.

Park	Layoutet Park [km ²]	Bruttoområde areal [km ²]	Mølletæthed Km ² /MW
Nordsøen I - L1	218,0	296,7	0,22
Nordsøen I - L2	230,4	308,5	0,23
Nordsøen I - L3	217,9	322,1	0,22
Hesselø	193,7	-	0,19
Kriegers Flak	173,0 ²	-	0,17

3.4.3 Energiproduktion

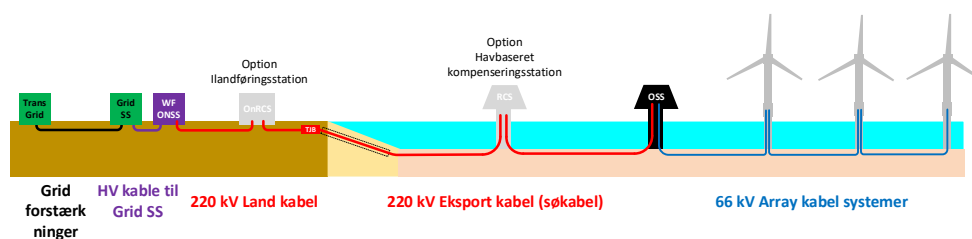
Den estimerede årlige energiproduktion, efter langtidskorrektion og tab (inkl. elektriske tab opgjort ved tilslutningspunktet til Energinets Hovedstation) er blevet fratrukket, er vist i Tabel 3-5.

Tabel 3-5: Produktionsestimater for alle de foreslåede vindmøllelayouts.

Park	Brutto produktion [GWh/y]	Skygge tab ³ [%]	Park Produktion ⁴ [GWh/y]	Tab & LT korrektion ⁵ [%]	Netto produktion [GWh/y]
Nordsøen I - L1	5419,8	5,4	5124,9	7,9	4722,7
Nordsøen I - L2	5422,3	5,4	5127,0	7,9	4723,7
Nordsøen I - L3	5422,5	5,0	5153,1	7,9	4747,8
Hesselø - L1	5093,8	6,3	4771,1	7,0	4436,1
Kriegers Flak - L1	5221,3	5,6	4930,9	6,1	4631,0

3.5 Elektriske transmissionsanlæg

Den elektriske infrastruktur omfatter elektriske fordelingsanlæg fra vindmøllerne til nettilslutningspunktet skitseret i nedenstående Figur 3-6.



Figur 3-6 Elektrisk infrastruktur

² Vindmølleområdet udgør størrelsen på det samlede disponible areal.

³ Internt skyggetab i vindparken.

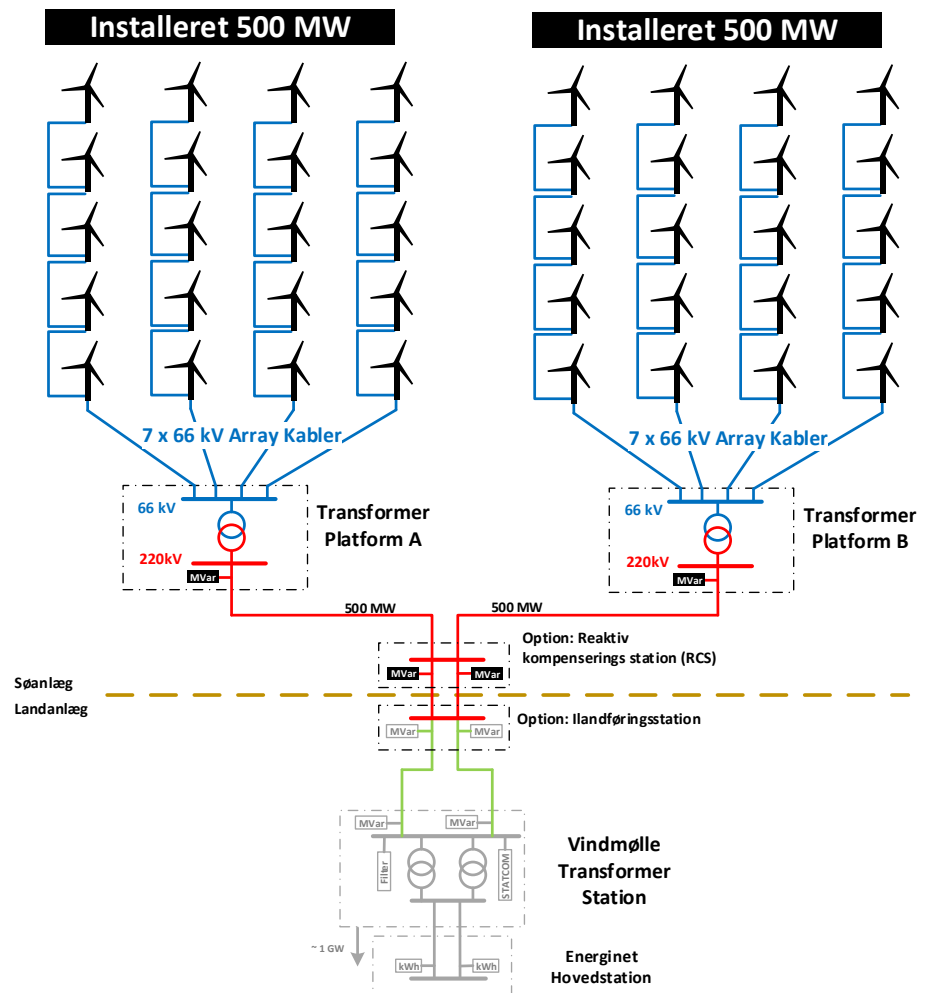
⁴ Inklusive skygge tab.

⁵ Tab forklaret henholdsvis i afsnit 6.3 og 6.2 af delrapport 1-3.

Det bemærkes, at Energinet, i forudsætningerne for Energifaften 2018 (EA-18) har givet en maksimal samlet kapacitet for udbygning af havvind på 5,3 GW fordelt med h.h.v. 3,3 GW tilsluttet DK1 og 2 GW tilsluttet DK2. Skal der foretages yderligere udvikling udover de 5,3 GW tilsluttet det danske transmissionsnet, vil det kræve signifikante omkostninger i forbindelse med udbygning og forstærkning af transmissionsnettet samt udvidelse af eksisterende handelskapacitet. Alternativt skal mængden af vindenergi, der absorberes i elsystemet reguleres ved begrænsning af indfødsning eller gennem markedsreguleringen, så kapaciteten i elsystemet ikke overstiges i perioder med høj produktion af vindenergi.

Det er vigtigt at påpege, at i dette studie belyses forskellige løsninger for havvind, men at det er gjort uafhængigt af hinanden. Udbygningen af havvind i Nordsøen I, Nordsøen II + III + Vest, Hesselø, Kriegers Flak samt Bornholm bør derfor, i efterfølgende studier, ansues i et samlet hele, da valget af et bestemt område vil have direkte konsekvenser for øvrige belyste områder.

Det elektriske fordelingsanlæg er vist i Figur 3-7.



Figur 3-7 Typisk fordelingsanlæg

Dette grundlæggende princip er valgt for Nordsøen 1 og Hesselø og danner basis for omkostningsestimaterne.

Det elektriske fordelingsanlæg for Kriegers Flak afviger, da parklayout ikke tillader alle møller placeret på et og samme område. For Kriegers Flak vil effekten genereret i de to områder blive samlet i den nordlige havbaserede transformerstation (OSS 1) og herfra ført til land i to eksportkabelsystemer.

3.6 Omkostninger

Investeringsomkostningerne består af følgende hovedposter alle inklusiv installation:

- > Vindmøller
- > Fundamenter
- > Array kabler
- > Eksportsystem
- > Udviklingsomkostninger

Tabel 3-6 opsummerer alle investeringsomkostningerne.

Tabel 3-6 Samlede investeringsomkostninger per layout (1000 kr.)

	Nordsøen 1 - L1	Nordsøen 1 - L2	Nordsøen 1 - L3	Hesselø (Gørløse)	Hesselø (Kyndby)	Kriegers Flak
WTG stk.	7.769.233	7.769.233	7.769.233	7.769.233	7.769.233	7.769.233
Fundamenter	2.845.000	2.795.000	2.895.000	2.496.000	2.496.000	2.546.000
Array kabler	600.000	700.000	620.000	530.000	530.000	600.000
Eksportsystem	4.200.000	4.200.000	4.200.000	4.400.000	4.300.000	4.600.000
Udvikling	312.500	312.500	312.500	312.500	312.500	312.500
Total	15.726.733	15.776.733	15.796.733	15.507.733	15.407.733	15.827.733
1000 kr./MW	15.648	15.698	15.718	15.431	15.331	15.749

3.7 Økonomisk rangordning

Baseret på den endelige energiproduktion samt de samlede investerings- og drifts- og vedligeholdelsesomkostninger er levetidsomkostningerne per kWh præsenteret i Tabel 3-7. Beregningerne er baseret på en levetid på 30 år og en diskonteringsrate på 8%.

Tabel 3-7: Rangordning af havmøllerparker ud fra levetidsomkostningerne for de 5 havmøllerparker

SITE/LAYOUT	(kr/kWh)	(kr/MWh)	(EUR/MWh)
Nordsøen 1 - L3	0,40	399,44	53,62
Nordsøen 1 - L1	0,40	399,93	53,68
Nordsøen 1 - L2	0,40	400,69	53,78
Kriegers Flak	0,41	406,54	54,57
Hesselø (Kyndby)	0,41	414,07	55,58
Hesselø (Gørløse)	0,42	415,27	55,74

4 Havbundsforhold

I den følgende afsnit beskrives resultaterne af vurderingen af havbundsforholdene for hvert af de finscreenede områder. Dette afsnit er således en kort opsummering af resultaterne i rapport 1-2 "Havbund og geologiske forhold for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II".

4.1 Metode

Den opdaterede screening af de geologiske og funderingsmæssige forhold i relation til etablering af nye havvindmølleparker omfatter:

- > En GIS-baseret vurdering af de geologiske- og funderingsmæssige forhold i forbindelse med rangordning af lokaliteterne og delområder inden for de udpegede områder i relation til egnethed i forhold til etablering af havvindmøller.
- > En GIS-baseret vurdering af oplagte kabeltracéer fra havvindmølleparken til landfall for nettilslutningspunktet på land.
- > Konceptuelle geomodeller, der karakteriserer de tre potentielle havvindmølleområder.

Områderne er blevet givet en overordnet kategorisering, V+, V, eller V-, som rangerer deres egnethed til konstruktion af vindmøller ud fra de geologiske- og geotekniske parametre.

- > Kategori V+: Meget velegnet
- > Kategori V: Velegnet, men med enkelte fordyrende parametre
- > Kategori V-: Mindre velegnet, med flere fordyrende parametre

Da flere af områderne er blevet tildelt samme kategori, er disse rangeret i forhold til hinanden. Dermed er underområderne rangeret relativt til hinanden.

4.2 Overordnet konklusion

Ud fra ovenstående vurderinger og konklusioner opstilles rangordningen af områderne som vist i Tabel 4-1, fra meget velegnet til mindre velegnet. Da flere af områderne er blevet tildelt samme kategori, er disse rangeret i forhold til hinanden. Kriegers Flak er delt op i underområder, der er rangeret relativt til hinanden indenfor hovedområdet.

Områder og underområder er rangeret efter den geotekniske vurdering, overordnet geologi, havbundssedimentet og vanddybden samt variationsmulighed for placering af havvindmøllerne. Til eksempel er Nordsøen I vurderet bedre eg-

net end Hesselø, da der er flere muligheder for placering af vindmøllerne. Kriegers Flak II Syd, underområde Øst, er rangeret lavere end underområde Vest, grundet den større havdybde, og mere dyndet havbunds sediment.

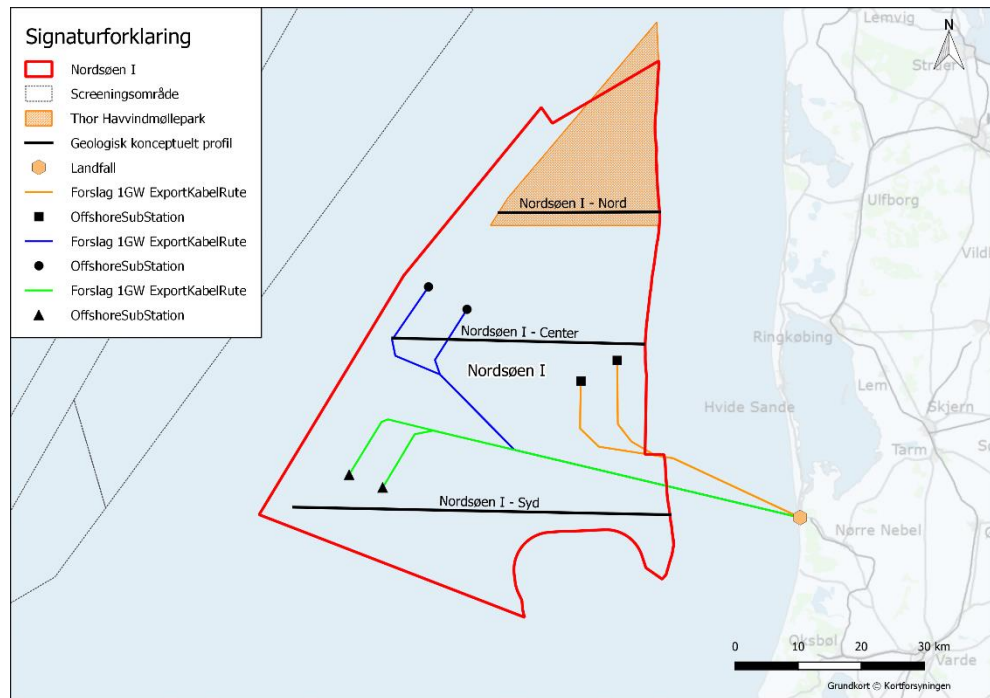
På nuværende tidspunkt og vidensniveau er der ikke fundet geologiske eller geotekniske faktorer der vurderes at være show-stoppere for placering af havvindmøllefundamenter. Den samlede vurdering skal derfor betragtes som en relativ rangering af områderne, og at alle områder kan anvendes til opstilling af havvindmøller ud fra en geologisk og geoteknisk betragtning.

Tabel 4-1: Samlet vurdering og rangering af de seks screenede områder. Vurderingen inkluderer kun geologiske- og geotekniske forhold og ikke vanddybde.

Rang	Område	Kategori	Områdepolygoner på kortbilag
1	Nordsøen I	Velegnet (V)	
2	Hesselø	Velegnet (V)	
3	Kriegers Flak II Syd	Velegnet (V)	Vest
4	Kriegers Flak II Syd	Velegnet (V)	Øst
5	Kriegers Flak II Nord	Mindre Velegnet (V-)	

4.3 Konklusion og anbefalinger for Nordsøen I

Nordsøen I er placeret vest for Jylland ca. 27 km fra kysten (se Figur 4-1). Området dækker et areal på 3174 km².



Figur 4-1 Placering af Nordsøen I. Placeringer af vurderede eksportkableruter og konceptuelle geologiske profiler er vist.

Området vurderes som velegnet for fundering med monopæle. Generelt forventes områder med lav vanddybde at være mere velegnede end områder med stor vanddybde da materialeforbruget til fundamentene reduceres baseret på afstanden mellem mølle og havbund. Den geologiske- og geotekniske vurdering er ens for området hvor den ikke påvirke materialeforbruget til fundamentene.

Kabler forventes hovedsageligt at kunne spules ned i havbunden (sand). Pløjning/gravning kan være aktuelt på nogle strækninger (ler/blødbund). Kabelruten vurderes til at være i et forholdsvis svært område pga. stor sedimenttransport med mulig stor lægningsdybde til følge.

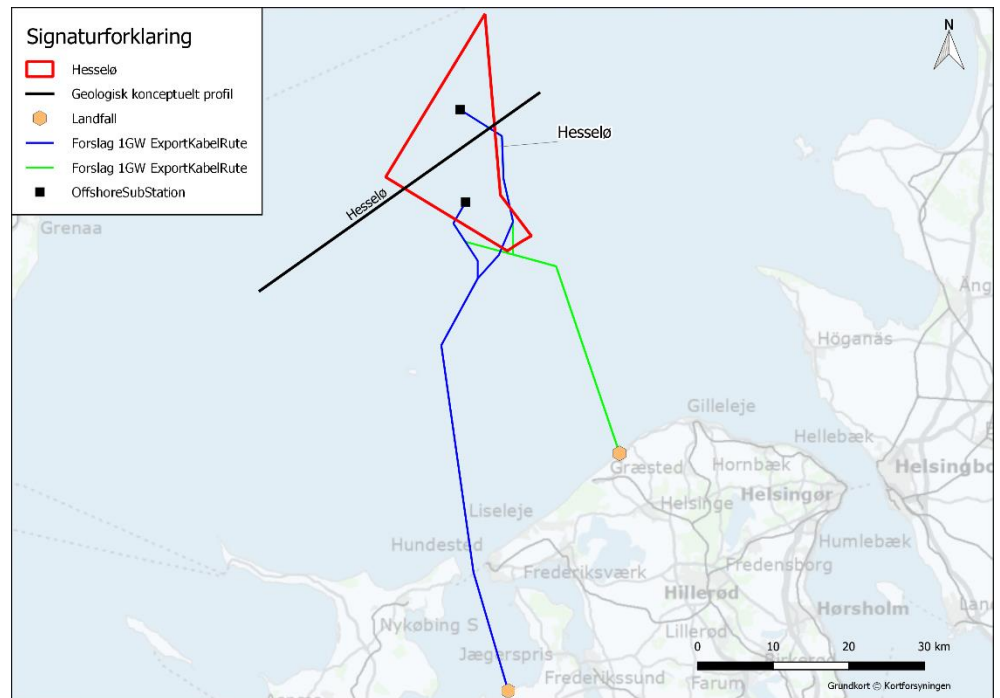
Der må påregnes udgifter til udredelse af UXO-risiko.

Konklusion:

- > **Positivt:** Fundering er mulig med monopæle
- > **Negativt:** Vejrlig i Vesterhavet giver risiko for megen standby ifm. udførelsen. Bløde postglaciale aflejringer i den sydøstlige del af området kan medføre problemer med jack-up under udførelsen. Installation af monopæle kan besværliggøres af mulig hård og stenfyldt moræne samt hårde interglaciale aflejringer. Muligvis betydelig sedimenttransport i området.

4.4 Konklusion og anbefalinger for Hesselø

Hesselø området er placeret i Kattegat mellem Hesselø og Anholt og har et areal på ca. 247 km². Området er beliggende ca. 50 km SØ fra Grenå og ca. 35 km NV fra Gilleleje (se Figur 4-2).



Figur 4-2 Placering af Hesselø området. Placeringer af vurderede eksportkableruter og konceptuelle geologiske profiler er vist.

Området ligger på 20-30 m vanddybde. Havbundssedimentet består primært af holocænt dyndet sand med en vurderet tykkelse på 3-5 m. Under dette findes sen-glaciale lerede aflejringer med en tykkelse på 5-40 m, muligvis Yoldialer og glaciæle moræneaflejringer med en tykkelse på 20-40 m. Prækvarteroverfladen består i området af marine sand og lersten fra Nedre Kridt og Jura, og vurderes at ligge i kote -80 - -175 m (>50 m under havbunden). Prækvarteroverfladen ligger tættest på havbunden i den sydlige del af området. Der er i forbindelse med forundersøgelserne til Sæby Havvindmøllepark i det nordlige Kattegat konstateret shallow gas i Yoldialeret. Der forventes ikke at findes tilsvarende mægtigheder af Yoldialer i Hesselø-området, og der er ikke identificeret seismisk blankning i de tilgængelige data, men risikoen for tilstedeværelsen af shallow gas bør afdækkes nærmere.

Området vurderes som velegnet for fundering med monopæle. Installation af monopæle besværliggøres af mulig hårdt moræneler med sten.

Kabler forventes på hovedparten af strækningen at kunne spules ned (sand) og på den resterende del at skulle pløjes/graves ned i havbunden (ler/moræne). Hvor havbunden består af sand kan der være risiko for sedimenttransport med mulig øget lægningsdybde til følge.

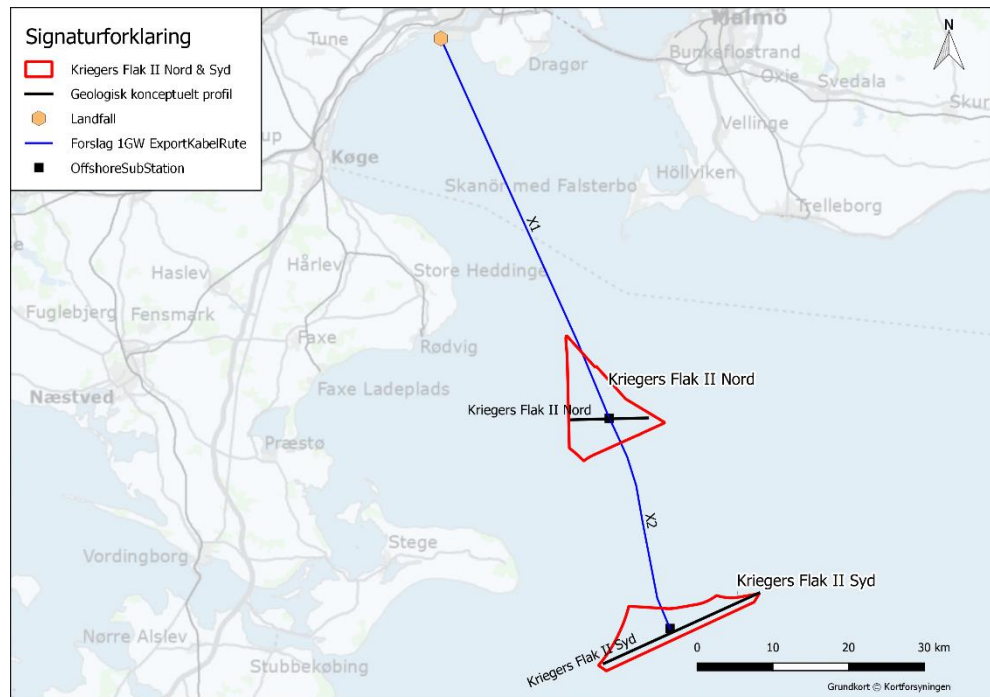
Der må påregnes visse udgifter til udredelse af UXO-risiko

Konklusion:

- > **Positivt:** Fundering er mulig med monopæle
- > **Negativt:** Installation af monopæle kan besværliggøres af mulig hårdt og stenfyldt moræneler.

4.5 Konklusion og anbefalinger for Kriegers Flak II

Kriegers Flak II består af to diskrete underområder: Kriegers Flak II Nord og Kriegers Flak II Syd (se Figur 4-3). Kriegers Flak II Nord har et areal på 98 km² og ligger ca. 23 km øst fra Rødvig på Stevns. Kriegers Flak II Syd har et areal på 75 km² og ligger ca. 17 km øst fra Møn.



Figur 4-3 Placering af Kriegers Flak II. Placeringer af vurderede eksportkableruter og konceptuelle geologiske profiler er vist.

4.5.1 Kriegers Flak II Nord

Havbunden består i Kriegers Flak II Nord af 0 -1.5 m dyndet sand og moræne/diamikt. Baseret på boringsdata i området, er andelen af dynd dog begrænset.

Området vurderes som mindre velegnet for fundering med monopæle, idet installation af monopæle besværliggøres af mulig hård moræneler med sten samt højtliggende hård og flintring kalk.

Kabler forventes delvist at kunne spules ned (sand), og delvist at skulle pløjes/graves ned (ler og moræne). Hvor havbunden består af sand kan der være risiko for sedimenttransport med mulig øget lægningsdybde til følge.

Der må påregnes udgifter til udredelse af UXO-risiko

Konklusion:

- > **Positivt:** Fundering er mulig med monopæle
- > **Negativt:** Installation af monopæle besværliggøres af mulig hård og stenfyldt moræne samt højtliggende hårdt og flintrigt kalk/skrivekridt.

4.5.2 Kriegers Flak II Syd

I Kriegers Flak II Syd består havbundssedimentet overvejende af 1.5 - 8 m sand med øgede mængder dynd mod øst. Herunder findes varierende mægtigheder af Weichsel moræne og smeltevandsaflejringer (0-30 m), lokalt er der observeret begravede dale i Øvre Kalk-overfladen, og her kan de glaciale aflejringer have tykkelser på op til 90 meter. De prækvartære lag er i begge områder vurderet til primært at bestå af Skrivekridt. Dog forventes mindre tykkelser af Danien Kalk at kunne forekomme i den nordlige del af Kriegers Flak II Nord området. Den prækvartære overflade ligger overordnet over kote -40. I de begravede dale ligger denne i dybder ned til kote -140.

Området vurderes som velegnet for fundering med monopæle. Installation af monopæle kan besværliggøres af mulig hårdt moræneler med sten samt højtliggende hård og flintrig kalk.

Kabler forventes delvist at kunne spules ned (sand), delvist at skulle pløjes/graves ned (ler og moræne). Hvor havbunden består af sand kan der være risiko for sedimenttransport med mulig øget lægningsdybde til følge.

Der må påregnes udgifter til udredelse af UXO-risiko.

Konklusion:

- > **Positivt:** Fundering er mulig med monopæle
- > **Negativt:** Installation af monopæle besværliggøres af mulig hård og stenfyldt moræne samt højtliggende hårdt og flintrigt kalk/skrivekridt. Bløde aflejringer i dele af området kan medføre problemer med jack-up under udførelsen.

4.6 Opsummering af geologiske- og geotekniske forhold

I beregningen af funderingspriserne i afnit 9.1.2 anvendes de konkrete geologiske- og geotekniske forhold opsummeret i Tabel 4-2.

Tabel 4-2: Geologiske- og geotekniske forhold der bruges i vurderingen

Parameter	Nordsøen I Center, Vest, L1	Nordsøen I Center, Øst, L3	Nordsøen I Syd, L2	Kriegers Flak Nord	Kriegers Flak Syd	Hesselø
Gennemsnitlige vanddybde i havmølleparken(m)	-28	-25	-29	-29	-29	-30
Vanddybder <30 m	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Vanddybder >30 m	ja	Nej	ja	ja	ja	ja
Dybde til kalk	-	-	-	>45 m	>45 m	>100 m
Blødt top lag (m)	Nej	Nej	Ja	Nej	Ja	Ja
Høj sediment transport	ja	ja	ja	Nej	Nej	Nej
Tykt lag af sand i overfladen	Ja	Ja	Ja	Nej	Nej	Nej
Tyndt lag af sand i overfladen	Ja	Ja	Ja	Nej	Nej	Nej
Moræneaflejringer	-30m - -75m	-50m - -60m	-60m - -75m	-30m - -40m	-25m - -40m	-60m- - 100m
Andre hårde sedimenter	Ja	Ja	Nej	Nej	Nej	Nej
Vurdering	(V)	(V)	(V)	(V-)	(V)	(V)

5 Miljø

I det følgende afsnit beskrives resultaterne af screeningen af de potentielle havmølleområder for miljø- og planmæssige forhold. Dette afsnit er således en kort opsummering af resultaterne i rapport 1-1 Miljø- og planmæssige forhold for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II.

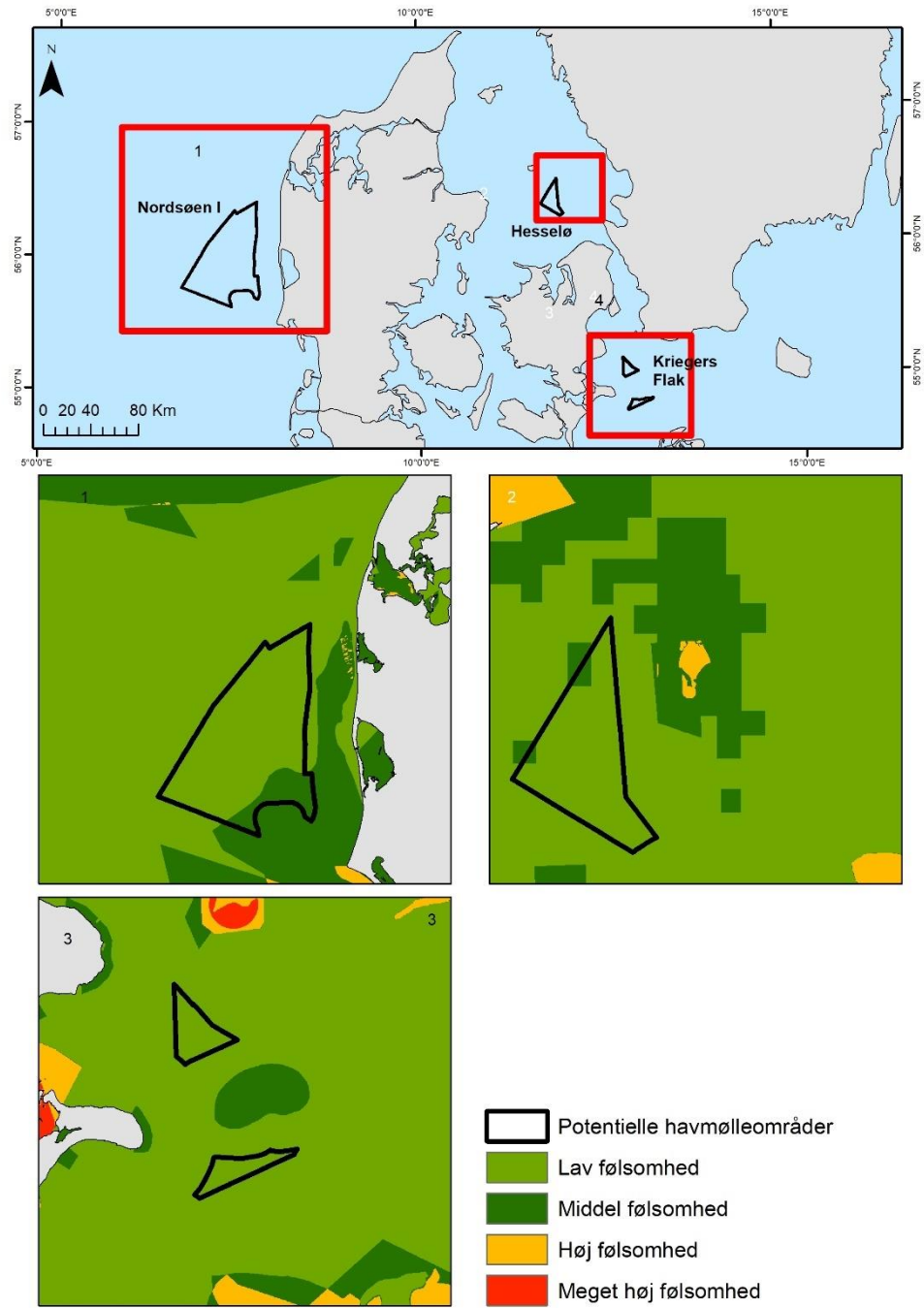
5.1 Metode

Den opdaterede screening af de miljø- og planmæssige forhold i relation til etablering af nye havvindmølleparker omfatter:

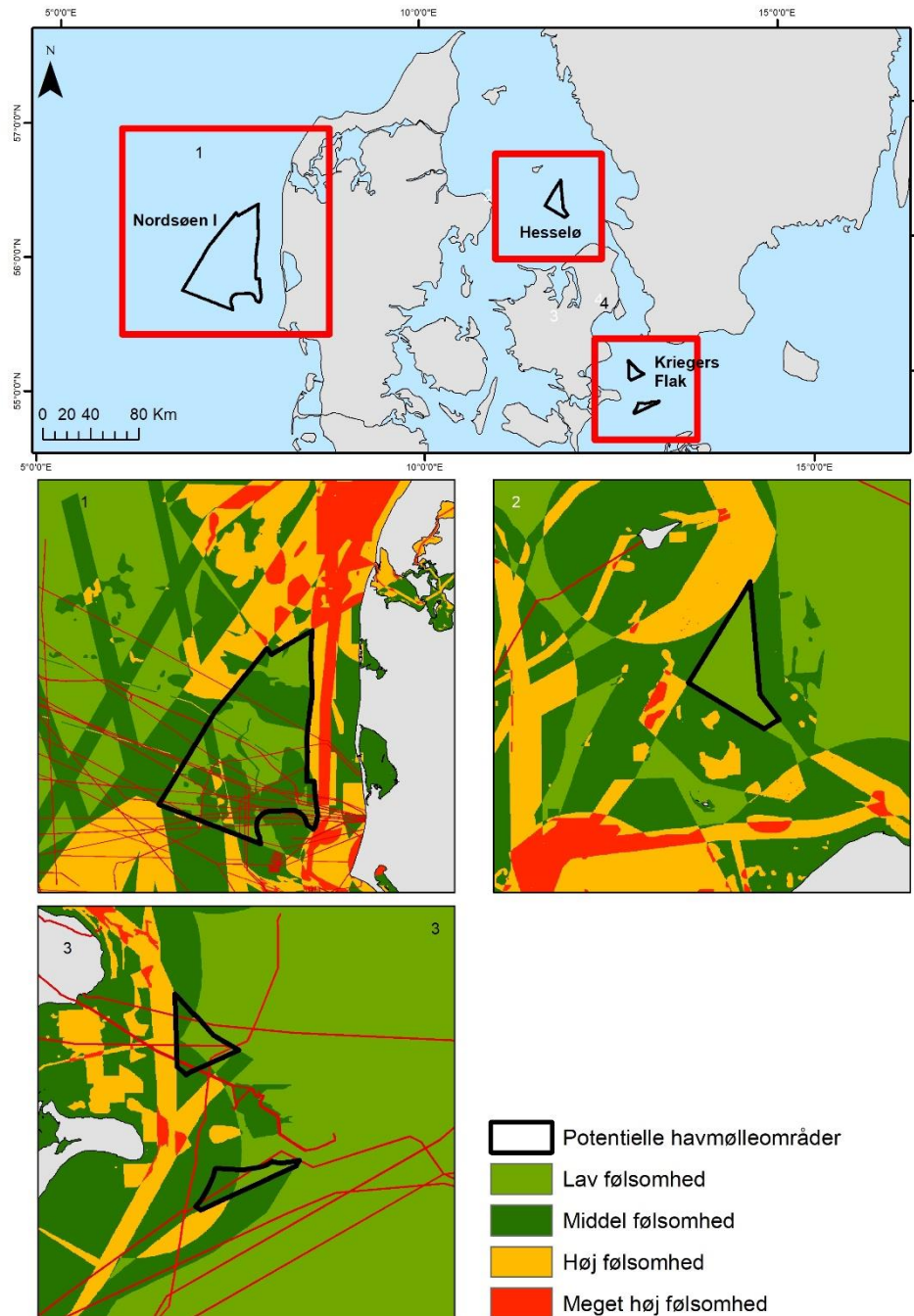
- > En GIS-baseret følsomhedsanalyse af miljømæssige og planmæssige forhold, der rangordner lokaliteter og delområder indenfor lokaliteterne i relation til følsomhed overfor etablering af havmøller og kabler med henblik på at identificere de områder (og delområder), der påvirker miljøet mindst.
- > En beskrivelse af de miljø- og planmæssige forhold i hver af de potentielle havmølleområder og tilhørende ilandføringskorridorer, vurdering af om det er muligt at etablere en havmøllepark i de potentielle områder uden at forårsage alvorlige påvirkninger på natur-, miljø- og planforhold samt at vurdere hvor en eller flere havvindmølleparker bør placeres indenfor hver af de potentielle hovedområder, således at natur-, miljø- og planforhold påvirkes mindst muligt baseret på resultaterne af følsomhedsanalysen

5.2 Overordnet konklusion

Overordnet set vil det være muligt at opstille havmøller i alle de screenede områder uden at forårsage alvorlige påvirkninger på natur-, miljø- og planforhold. Der er således ingen af de screenede områder, som ikke kan anbefales til opsætning af havvindmøller på grund af ugunstige miljøforhold eller sammenfald med menneskelige interesser.



Figur 5-1 Samlet oversigt over miljøfølsomhed for de tre områder.



Figur 5-2 Samlet oversigt over følsomhed for menneskelige interesser for de tre områder.

5.3 Konklusion og anbefalinger Nordsøen I

5.3.1 Følsomhed

Langt det meste af Nordsøen I har en lav følsomhed i relation til miljøforhold. Det sydøstlige hjørne af området vurderes dog til at have middel følsomhed, primært på grund af dette områdes vigtighed for fugle, der er følsomme overfor opstilling af havvindmøller (Figur 5-1).

I relation til menneskelige interesser er området vurderet til generelt at have lav- og middel følsomhed overfor etablering af havmølleparker. Området krydses dog af en række olie/gasledninger og elkabler/telekabler, som med en 200 m sikkerhedszone giver en meget høj følsomhed (Figur 5-2). Desuden er der et mindre område i den sydvestlige del af området med høj følsomhed. Her er der sammenfald med en sejltrende og et råstofområde.

5.3.2 anbefalinger

På basis af de ovenfor følsomhedskortlægninger, kan langt det meste af projektområdet Nordsøen I anbefales til opsætning af tre 1 GW havmølleparker med det forbehold, at der ikke opstilles møller i traceerne for de kabler og olie/gasledninger med 200 m sikkerhedszone, der krydser området. Det er gængs praksis, at der etableres 200 meter sikkerhedszoner på hver sin side af et kabel eller rørledning. Opstilling af møller i traceerne vil kræve, at kabler og rørledninger skal omlægges.

Der bør ikke opstilles møller i den sydøstligste del af området, idet det indgår som en del af et område, der er af international betydning for seks forskellige arter af havfugle (rødstrubet- og sortstrubet lom, sortand, dværgmåge, stormmåge og terne) og som er udpeget som IBA (det internationalt vigtige fugleområde (IBA) Østlige Tyske bugt/ Sydlige Nordsø). Det kan således ikke udelukkes at etablering af en havmøllepark her, vil fortrænge sortand og lom, som har vist sig at ville undgå nærområderne omkring havmøller.

Det vurderes, at der med de nyligt gennemførte fugleundersøgelser⁶ er tilstrækkelig information til at kunne drage disse konklusioner.

Dog bør der, i forbindelse med videre forundersøgelser, foretages en undersøgelse af forekomsten af ueksploderet ammunition (UXO) i området. Der er ikke registreret UXO i Nordsøen I, men det kan ikke udelukkes at det findes idet der er fundet militære skibsvrag, blandt andet en ubåd med ammunition på positionen vest for Blåvandshuk og idet der er etableret en 1 sømil bred UXO begrundet zone langs med den jyske kyst, der fra Nymindegab og sydover er en egentlig forbudszone.

I forbindelse med en egentlig miljøkonsekvensvurdering af Nordsøen I, skal der dog gennemføres feltundersøgelser og indsamles nye data.

⁶ DHI (2019). Site selection for offshore wind farms in Danish waters. Investigations of bird distribution and abundance. Energistyrelsen/Danish Energy Agency. September 2019.

DHI (2020). Development of offshore wind farms at Hesselø and Ringkøbing (Thor). Assessment of the sensitivity of sites in relation to birds. Energistyrelsen/Danish Energy Agency . February 2020.

5.4 Konklusion og anbefalinger Hesselø

5.4.1 Følsomhed

Hele projektområde Hesselø har lav følsomhed i relation til både miljøforhold og menneskelige interesser (Figur 5-1 og Figur 5-2). Projektområde Hesselø er ikke et vigtigt område for havfugle og DHI konkluderede i de nyligt gennemførte fugleundersøgelser (se nedenstående fodnoter), at der ikke er noget til hinder for at opstille en havmøllepark i området af hensyn til havfugle og at Hesselø området er det mest velegnede af fire vurderede områder til at opstille havvindmøller i forhold til fugle (Ringkøbing/Thor, Jammerbugt, Hesselø og Kriegers Flak).

5.4.2 Anbefalinger

Det vil således være muligt at etablere en 1 GW havvindmøllepark i hele området uden at forårsage alvorlige skader påvirkninger på natur-, miljø- og planforhold. Det vurderes, at der er tilstrækkelig information til at kunne drage denne konklusion.

I forbindelse med en egentlig miljøkonsekvens-vurdering af området skal der dog gennemføres feltundersøgelser og indsamles nye data.

5.5 Konklusion og anbefalinger Kriegers Flak II

5.5.1 Følsomhed

Følsomhedsberegningen viser, at projektområde Kriegers Flak II har en lav miljøfølsomhed (Figur 5-1). Følsomheden er imidlertid større end vurderet, idet der er trækfugle i området, som indgår ikke i selve vurderingen.

I relation til menneskelige interesser har projektområderne generelt lav og middel følsomhed (Figur 5-2). De vestlige områder ligger dog indenfor 20 km afstand til kysten og har derfor potentielle visuelle påvirkninger. Desuden, krydses områderne af kabler og en rørledning, som der også skal tages hensyn til.

5.5.2 Anbefalinger

På basis af følsomhedskortlægningerne kan begge projektområder Kriegers Flak II anbefales til opsætning af en 1 GW havvindmøllepark. Dog skal det bemærkes at:

- > Der kan være potentielle konflikter med trækfugle
- > Vestlige områder ligger inden for 20 km afstand til kysten og derfor har potentielle visuelle påvirkninger
- > Områderne krydses af kabler og rørledning, der skal undgås når havmøllerne opstilles

- > Den nærmeste kyst til projektområdet er østkysten af Møn, som er domineret af klintekyst (Møns Klint). Møns Klint og Stevns Klint mod nordvest er beskyttede områder, hvor der vil være større komplikationer med at ilandføre kabler og opsætte transformerstationer. Det vil kræve uddybende konsekvensvurderinger og forhøjet risiko for forsinkelser og afslag på tilladelsesansøgninger. Nordkysten af Møn, Jungshoved og rundt om Præstø Fjord er sandkyst eller tilgroningskyst, der er lettere tilgængelige for ilandføringer.

Det vurderes, at der er tilstrækkelig information til at kunne drage disse konklusioner. I forbindelse med en egentlig miljøkonsekvensvurdering af området skal der dog gennemføres feltundersøgelser og indsamles nye data.

6 Vindressource, layouts og energiproduktion

I det følgende afsnit beskrives resultaterne af havbundsforholdene for hvert af havmølleparkerne. Dette afsnit er således en kort opsummering af resultaterne i rapport A132994-1-3 Vindressource, layouts og energiproduktion for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II.

6.1 Metode

For at fastlægge udgangspunktet for placeringen af havvindmøllerne er der taget udgangspunkt i delrapporterne 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 I, Hesselø og Kriegers Flak 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.

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 layoutprocessen var fastlagt i opgavebeskrivelsen:

- > *en parkstørrelse på 1 GW*
- > *en mølletæthed på 4,55 MW/km² (dvs. 0,22 km²/MW)*
- > *et bruttoområde til udvikling, som er 30% større end nødvendigt*
- > *for Nordsøen I angives tre mulige placeringer*

Afstande mellem møllerne baseres på en forudsætning om at *wake loss*, altså det totale produktionstab som følge af at møllerne i vindmølleparken skygger for hinanden, skal være mindre end 6%.

Skyggetab forårsaget af eventuelle naboparker f.eks. ved Kriegers Flak medtages ikke i beregningerne. Den fremherskende vindretning ved hele Kriegers Flak området er overvejende i vest. Delområdet Kriegers Flak 1, der pt. er under etablering, er lokalitetens centrale region (dvs. mellem KF Nord og KF Syd) i en afstand, der er højere end 6 km. Det kan dog anbefales en detaljeret vurdering af mulig påvirkning på et senere tidspunkt. Dette vil kræve detaljerede oplysninger om parklayout for naboparkerne.

6.2 Vindressourceoversigt

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 Danmark⁷. 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 at fastslå en acceptabel usikkerhed med at bestemme vindressourcen for danske havvindmølleprojekter.

COWI har derfor benyttet data fra samme model som i ovenstående validering for at fastlægge vindressourcen i de tre områder. Tabel 6-1 viser den gennemsnitlige vindhastighed for de tre områder baseret på de udtrukne mesoscale data punkter. En detaljeret gennemgang af de anvendte mesoscale data findes i underrapport 1-3.

Tabel 6-1: Middelvindhastighed for de tre områder, 140 m over havet.

Område	Aritmetisk vindhastighed [m/s]
Nordsøen I	10,42
Hesselø	9,62
Kriegers Flak	9,82

6.3 Nordsøen I

I området ved Nordsøen I er det et krav fra Energistyrelsen, at der skal kunne placeres tre vindmølleparker, og at der etableres en friholdelsesafstand på 6 km mellem parkerne, således at der ikke opstår signifikante skyggetab fra naboparker. COWIs analyser viser, at det er muligt at placere parker med en større minimumsafstand end 6 km, hvilket vil resultere i en yderligere reduktion af skyggetabet.

En analyse af de planmæssige forhold viser, at der i store dele af den sydlige del af Nordsøen I er en række eksisterende og planlagte elkabler og olie/gas ledninger som skal tilgodeses.

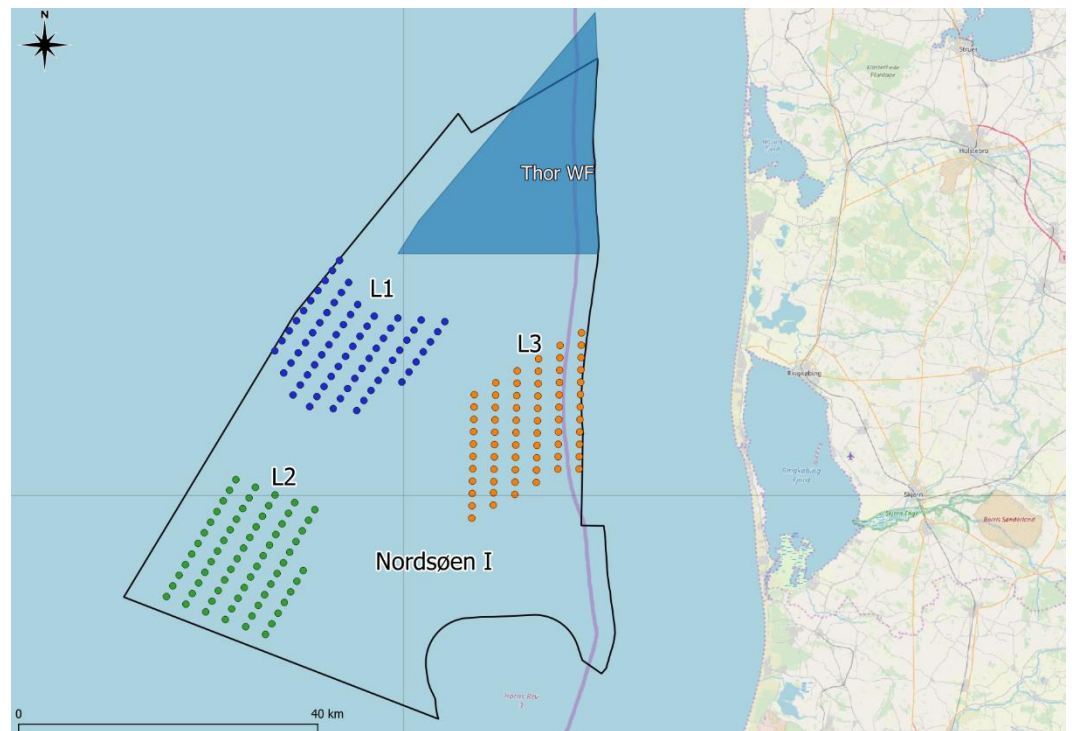
For Nordsøen I er der etableret yderligere tre områder i tillæg til det eksisterende Thor område. COWI har udført beregninger for at vurdere skyggetabet fra nærliggende parker med en friholdelsesafstand på 6 km. Beregningen viser, at skyggetabet blev øget fra 0,3% til 0,5% i forhold til 2018 finscreeningen. Ændringen skyldes at energitætheden i parklayoutet er forøget. Yderligere analyser

⁷ Six nearshore wind farms, study related to wind resource, Validation report, November 2014 for Energinet

for en mindste afstand mellem parkerne på 7,5 km viser, at skyggetabet kan reduceres til 0.3%. Derfor anbefaler COWI, at der fastholdes en minimumafstand på 7,5 km.

Afstanden mellem møllerne er valgt således, at den i udbuddet angivne mølletæthed på 0,22 km²/MW er opfyldt⁸. Derudover er vindretningen taget i betragtning, således at der er størst afstand mellem møllerne i hovedvindretningen for at minimere nedstrømseffekter som skyggetab og turbulens. For Nordsøen I er den dominerende vindretning vestsydvest til vestnordvest.

Den samlede konfiguration af vindmølleparker ved Nordsøen I vises i Figur 6-1.



Figur 6-1: Nordsøen I samlede konfiguration af vindmøllepark.

I layout 1 (L1) dækker møllerne et område på 218,0 km² som svarer til en mølletæthed på 4,6 MW/km² (dvs. 0,22 km²/MW). I layout 2 (L2) dækker møllerne et område på 230,4 km², som svarer til en mølletæthed på 4,35 MW/km² (0,23 km²/MW). I layout 3 (L3) dækker møllerne et område på 217,9 km², som svarer til en mølletæthed på 4,55 MW/km² (0,22 km²/MW).

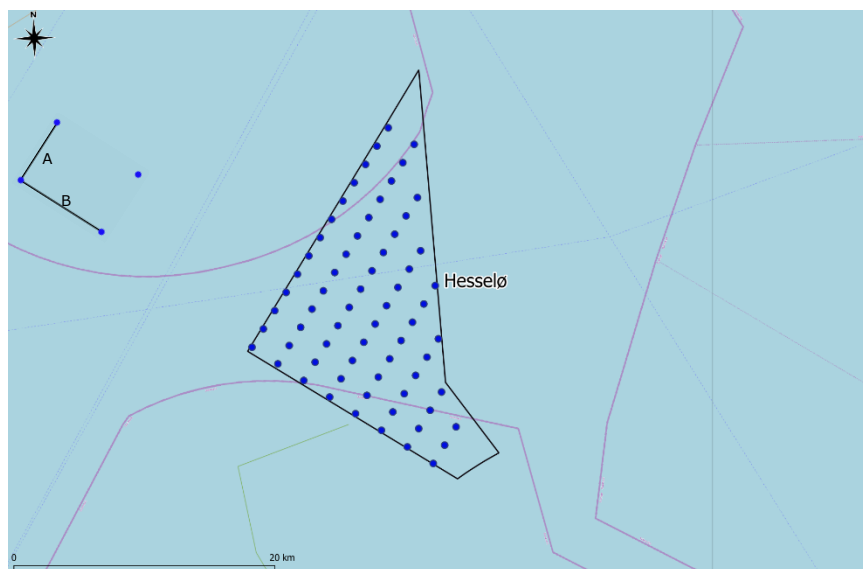
6.4 Hesselø

Sammenlignet med 2018 finscreeningen er området mindre på grund af militære øvelsesområder i den sydlige og sydvestlige del. Det tilpassede område har i alt 247 km² fordelt på et irregulært område.

For at placere alle møllerne indenfor det bedre egnede område og for at undgå vindmøller der står alene, er der i layout 1 anvendt en tættere mølletæthed end

⁸ 0,22 km²/MW svarer til et område på 220 km² når der opstilles 1000MW.

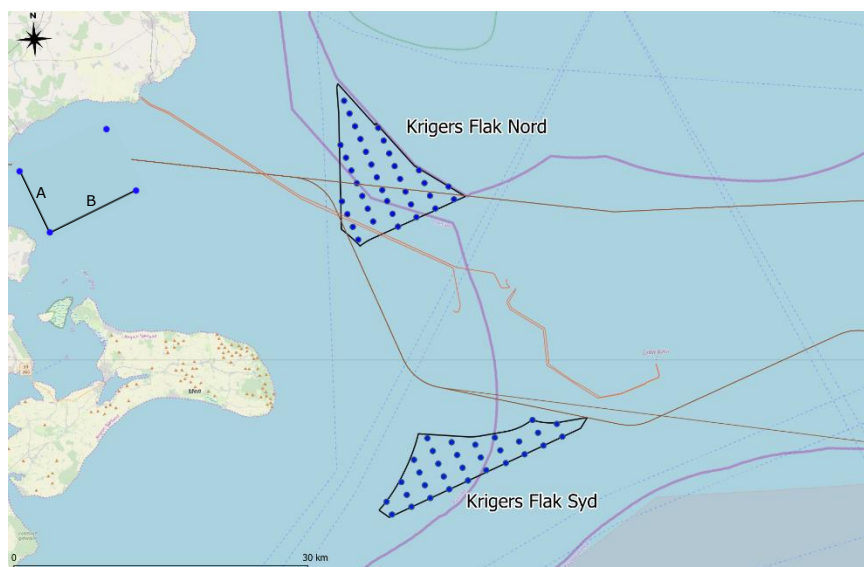
den af Energistyrelsen foreskrevne $4,55 \text{ MW/km}^2$ ($0,22 \text{ km}^2/\text{MW}$). I dette layout dækker 67 møller et område på $193,7 \text{ km}^2$, som svarer til en mølletæthed på $5,19 \text{ MW/km}^2$ ($0,19 \text{ km}^2/\text{MW}$).



Figur 6-2: Hesselø område og forslag til placering af møllerne i Layout 1.

6.5 Kriegers Flak

Området ved Kriegers Flak består af to delområder, den nordlige del (Kriegers Flak Nord) og den sydlige del (Kriegers Flak Syd). De to områder er tilsammen 173 km^2 , og derfor vil det ikke være muligt at placere en vindmøllepark på 1 GW og samtidig opretholde en mølletæthed på $0,22 \text{ km}^2/\text{MW}$. Efter test med forskellige layoutkombinationer er det besluttet at anvende en vindmølleafstand, der kan sammenlignes med 2018 finscreeningen da det samlede område har næsten det samme disponible område. I dette layout dækker møllerne et område svarende næsten til det samlede disponible område - 173 km^2 , som svarer til en mølletæthed på $5,88 \text{ MW/km}^2$ ($0,17 \text{ km}^2/\text{MW}$).



Figur 6-3: Krigers Flak samt foreslået placering af møllerne i Layout 1.

6.6 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.

Bruttoområderne er defineret ved at udvide parkområdet i de mulige retninger, således at screeningområdegrensene ikke overskrides. Afstanden (i Nordsøen I) mellem parkerne fastholdes på 7,5 km, og det tilstræbes at holde områderne indenfor de områder, hvor havbundsforholdene er bedst.

I Tabel 6-2 nedenfor vises størrelserne på potentielle vindmøllepark layouts samt bruttoområdet. Som det kan ses er området for Krigers Flak, 173 km², og mølletætheden bliver derfor tættere end de 4,55 MW/km² (0,22 km²/MW).

Det samlede areal for Hesselø er 247 km² og da det er irregulært, bliver vindmølletætheden tættere end 4,55 MW/km² (0,22 km²/MW). Dette område har begrænsninger i forhold til både transportruter og militærzoner. I forhold til 2018 finscreeningen er områdes totale areal reduceret af militærzoner i den sydlige del, hvor vindressourcen er bedst.

Tabel 6-2: Bruttoområde størrelser.

Park	Layoutet Park [km ²]	Bruttoområde areal [km ²]
Nordsøen I - L1	218,0	296,7
Nordsøen I - L2	230,4	308,5
Nordsøen I - L3	217,9	322,1
Hesselø	193,7	-
Kriegers Flak	173,0 ⁹	-

6.7 Produktionsestimater

De mest produktive områder er lokaliseret ved Nordsøen I, hvilket er i henhold til tilgængeligheden af vindressourcerne blandt alle evaluerede områder. Der blev observeret en produktionsforskel på ca. 6,1% sammenlignet med alle park-layouts.

Ved Nordsøen I har layoutet L1 flere turbinerækker sammenlignet med L2 og L3. Rækkerne kan øge skyggeeffekten mellem vindmøllerne, hvilket øger tabet. På trods af den samme vindmølleafstand har layout L2 lidt højere skyggetab end L3. En mulig årsag er øget skyggetab i L2 som følge af placeringen af første række møller i forhold til den fremherskende vindretning.

Ved Hesselø er skyggetabene størst da den overvejende vindretning er mere koncentreret og da der er flere rækker i den overvejende vindretning grundet områdets irregulære og begrænset udformning.

Kriegers Flak har den tætteste turbinetæthed blandt alle områder på grund af reduceret areal til parklayoutet. Skyggeeffekten er imidlertid relativt lavere end Hesselø. En mulig årsag er, at det samlede disponible areal er opdelt i to underområder (dvs. nord og syd), og vindmøllerne er placeret på tværs af begge områder, hvilket medfører mindre skyggestab. Derudover er der et mindre bidrag fra den langsigtede korrektion, fordi den kort- og langsigtede vindhastighed er næsten identiske.

⁹ Vindmølleområdet udgør størrelsen på det samlede disponible areal.

Tabel 6-3: Produktionsestimater for alle de foreslåede vindmøllelayouts.

Park	Brutto produktion [GWh/y]	Skygge tab ¹⁰ [%]	Park Produktion ¹¹ [GWh/y]	Tab & LT korrek- tion ¹² [%]	Netto produktion [GWh/y]
Nordsøen I - L1	5419,8	5,4	5124,9	7,9	4722,7
Nordsøen I - L2	5422,3	5,4	5127,0	7,9	4723,7
Nordsøen I - L3	5422,5	5,0	5153,1	7,9	4747,8
Hesselø - L1	5093,8	6,3	4771,1	7,0	4436,1
Kriegers Flak - L1	5221,3	5,6	4930,9	6,1	4631,0

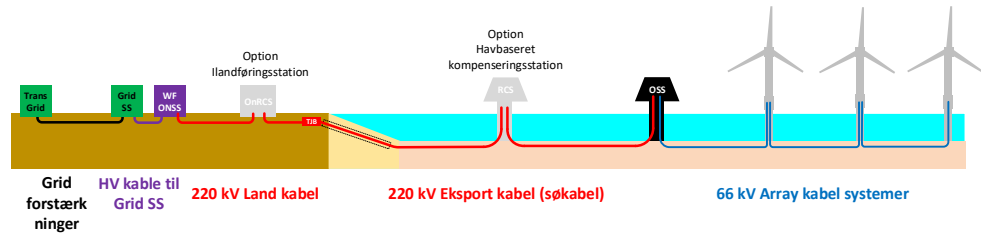
¹⁰ Internt skyggetab i vindparken.

¹¹ Inklusive skygge tab.

¹² Tab forklaret henholdsvis i afsnit 6.3 og 6.2 af delrapport 1-3.

7 Elektriske transmissionsanlæg

Den elektriske infrastruktur omfatter elektriske fordelingsanlæg fra vindmøllerne til nettilslutningspunktet skitseret i nedenstående Figur 7-1.



Figur 7-1 Elektrisk infrastruktur

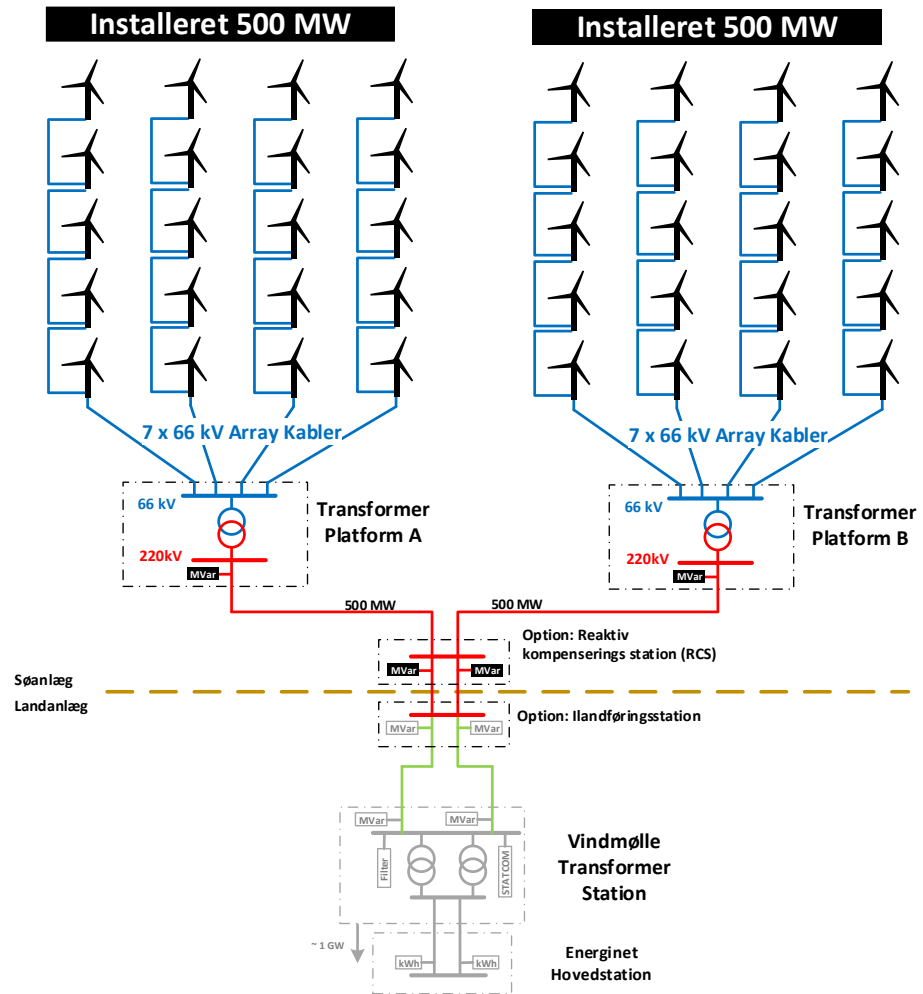
Det bemærkes, at Energinet, i forudsætningerne for Energiaftalen 2018 (EA-18) har givet en maksimal samlet kapacitet for udbygning af havvind på 5,3 GW fordelt med h.h.v. 3,3 GW tilsluttet DK1 og 2 GW tilsluttet DK2. Skal der foretages yderligere udvikling udover de 5,3 GW tilsluttet det danske transmissionsnet, vil det kræve signifikante omkostninger i forbindelse med udbygning og forstærkning af transmissionsnettet samt udvidelse af eksisterende handelskapacitet.

Det er vigtigt at påpege, at i dette studie belyses forskellige løsninger for havvind, men at det er gjort uafhængigt af hinanden. Udbygningen af havvind i Nordsøen I, Nordsøen II + III + Vest, Hesselø, Kriegers Flak samt Bornholm bør derfor, i efterfølgende studier, ansues i et samlet hele, da valget af et bestemt område vil have direkte konsekvenser for øvrige belyste områder.

7.1.1 Koncept for elektrisk transmissionsanlæg

Konceptet anvendt i denne rapport for nettilslutningen af en 1 GW vindmøllepark til transmissionsnettet, er en løsning bestående af 2 stk. havbaseret transformerstationer placeret centralt i forhold til møllerne samt ét eksportkabelsystem, som forbinder hver af de havbaserede transformerstationer med transmissionsnettet på land.

Denne rapport er baseret på, at eksportsystemet etableres på 220 kV AC niveau. Eksportsystemets overføringsevne på 220 kV niveau (245 kV udstyr) er af Energinet oplyst til en maksimal overføringsevne på 4-500 MW pr. kabel. Det bevirker at parkerne kan opføres i kapacitetsintervaller af 500 MW. En park med en kapacitet på 1 GW, vil derfor kræve et eksportsystem bestående af 2 stk. eksportkabler hver med en overføringsevne på 500 MW. Afhængig af afstanden mellem den havbaserede transformerstation og ilandføringsstedet kan det blive nødvendigt at indføje en havbaseret kompensationsstation (RCS), for at imødekomme den høje overførselskapacitet i eksportkablerne. Det elektriske fordelingsanlæg er vist i Figur 7-2.



Figur 7-2 Typisk fordelingsanlæg

Dette grundlæggende princip er valgt for Nordsøen 1 og Hesselø og danner basis for omkostningsestimaterne.

Det elektriske fordelingsanlæg for Kriegers Flak afviger, da parklayout ikke tillader alle møller er placeret på et og samme område. For Kriegers Flak vil effekten genereret i de to områder blive samlet i den nordlige havbaserede transformerstation (OSS 1) og herfra ført til land i to eksportkabelsystemer.

7.2 Nordsøen I – 3 GW

Havmølleparkerne i Nordsøen I udlægges til den fulde kapacitet på 1 GW per område. Denne undersøgelse omfatter tre solitære områder (Layout 1, 2 og 3) hver med en planlagt kapacitet på 1 GW. De tre områder udlægges uafhængigt af hinanden, og det forventes at eksportkabelruterne planlægges således, at disse ikke blokerer for de tilstødende områder. Det antages ligeledes at Energinet's transmissionsnet i fremtiden kan absorbere 3 GW fra de tre vindmølleparker tilsluttet på 400 kV niveau. Der kan for nuværende tilsluttes en vindmøllepark på op til 1 GW udover Thor, hvorefter der må forventes væsentlige netforstærkninger på 400 kV transmissionsnettet samt forøgelse af udvekslingskapaciteten til udlandet, for realisering af de sidste 2 GW fra Nordsøen I.

I dette studie forudsættes det, at nettilslutning bliver ved Hovedstation Stovstrup. Alternativerne ved 1-3 GW er at 2 GW tilsluttes Hovedstation Stovstrup og 1 GW tilsluttes Hovedstation Endrup.

7.2.1 Parklayout L1

Arraykablerne i den sydlige del af området krydser eksisterende søkabel i 5 punkter. Det antages, at arraykablerne føres over det eksisterende kabel og beskyttes med stenvold jf. normal praksis.

Der etableres to 220 kV eksportsøkabler mellem transformerplatformene og ilandføringsstedet. Linjeføringen er valgt med henblik på kortest mulig afstand samt at føre kablerne i land så tæt på tilslutningspunktet Hovedstation Stovstrup som muligt. Linjeføring fremgår af Figur 7-3.



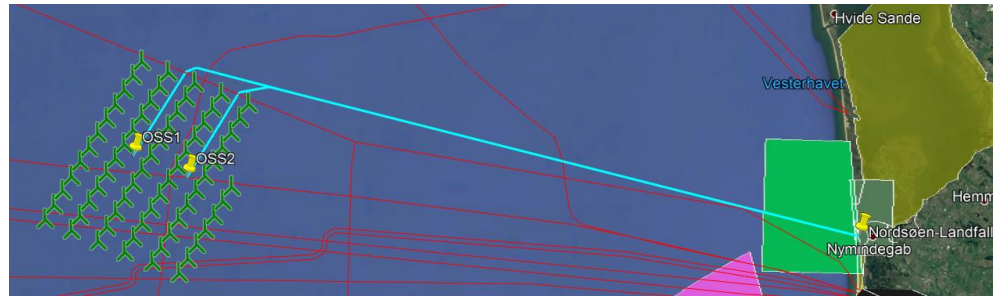
Figur 7-3 Nordsøen 1, Parklayout 1 - Eksportsøkabel korridor

Eksportkablerne krydser to eksisterende søkabler. Det antages at eksportkablerne føres over det eksisterende kabel og beskyttes med stenvold.

7.2.2 Parklayout L2

Arraykablerne i den sydlige del af området krydser eksisterende søkabel i 21 punkter. Det antages, at arraykablerne føres over de eksisterende kabler og beskyttes med stenvold.

Der etableres to 220 kV eksportsøkabler mellem transformerplatformene og ilandføringsstedet. Linjeføringen er valgt med henblik på kortest mulig afstand samt at føre kablerne i land så tæt på tilslutningspunktet Hovedstation Stovstrup som muligt. Linjeføring fremgår af Figur 7-4.



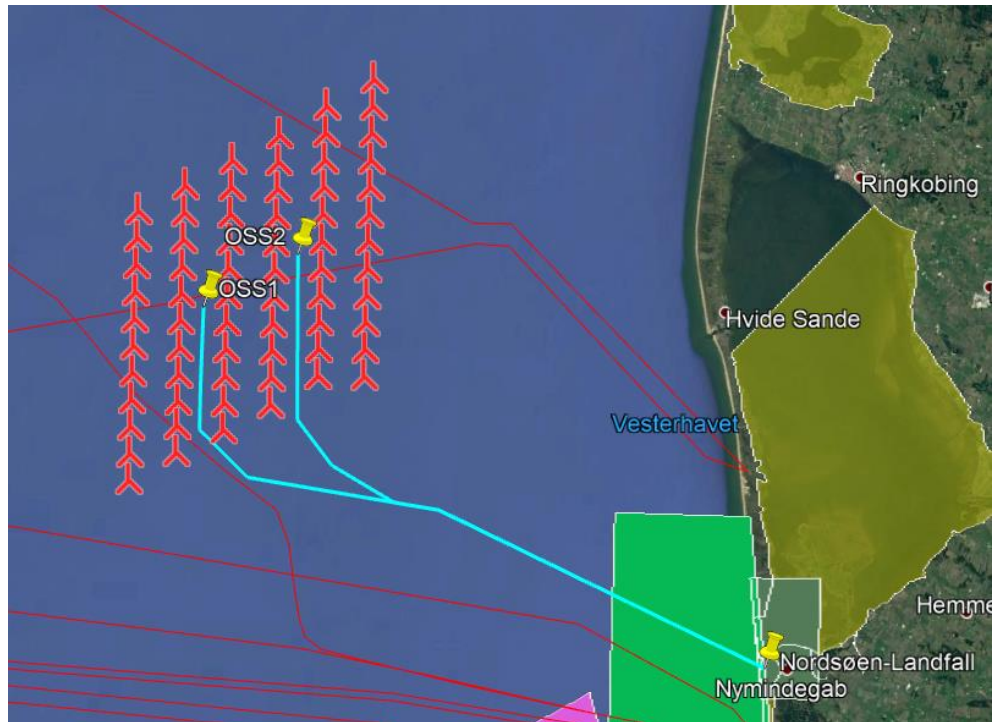
Figur 7-4 Nordsøen 1 - Parklayout L2, eksportsøkabel korridor

Eksportkablerne krydser eksisterende søkabler. Det antages, at eksportkablerne føres over de eksisterende kabler og beskyttes med stenvolde.

7.2.3 Parklayout L3

Arraykablerne i den sydlige del af området krydser eksisterende søkabel i 10 punkter. Det antages, at arraykablerne føres over de eksisterende kabler og beskyttes med stenvolde (Rock berm).

Der etableres 220 kV eksport søkabler mellem transformerplatforme og ilandføringsstedet. Linjeføringen er valgt med henblik på kortest mulig afstand samt at føre kablerne i land så tæt på tilslutningspunktet Hovedstation Stovstrup som muligt. Linjeføring fremgår af Figur 7-5.



Figur 7-5 Nordsøen 1 - Parklayout L3, eksportskabel

Eksportkablerne fremføres uden krydsninger af eksisterende kabler.

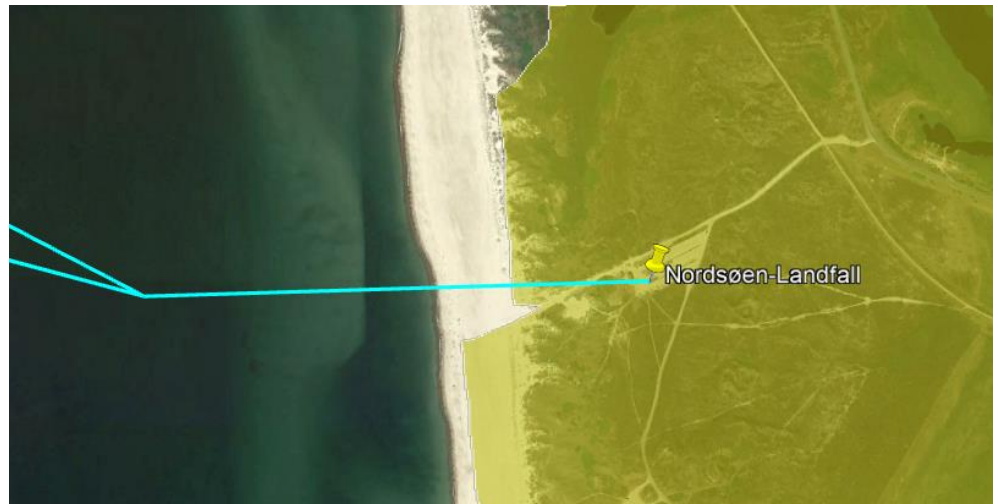
7.2.4 Fælles forhold for alle parklayout

Punktet for ilandføring er i dette studie valgt til at være i området ved Nymindesø Strand.

Kyststrækningen er beskyttet under Natura 2000, men der er valgt et område, hvor området er begrænset til ca. 250 m. Det er i dette studie antaget, at krydsningen af Natura 2000 området foretages som åben udgravning i forbindelse med kabellandanlæg. Natura 2000 restriktionerne antages ikke at være opsættelige for installationer udført under jorden.

Kyststrækningen ved ilandføringsstedet er desuden klassificeret som militærområde, hvilket der skal tages højde for specielt i forhold til UXOer (Forsagere). Det bemærkes, at der allerede er installeret andre kabler/rørledninger inden for dette område, og at det derfor vurderes muligt at foretage nedgravning af eksportkabler i området.

Det bemærkes, at hvis alle tre parkområder skal udnyttes, skal to parker tilsluttes Hovedstation Stovstrup og en park Hovedstation Endrup.



Figur 7-6 Nordsøen 1 - Ilandføring ved Nymindegab Strand

7.3 Hesselø

Hesselø vindmøllepark udlægges til den fulde kapacitet på 1 GW, og i denne undersøgelse indgår ét layout for parken men med mulig tilslutning til transmissionssystemet ved hhv. Hovedstation Gørløse og Hovedstation Kyndby. De to tilslutningspunkter er foreslået af Energinet, og det er oplyst, at tilslutning til transmissionssystemet ved Kyndby er den teknisk bedste løsning med færrest indvirkninger på det bagvedliggende net. Tilslutning af 1 GW til Gørløse vil udløse signifikant omkostning i forbindelse med udbygning af stationen samt tilhørende netforstærkninger mellem Gørløse og Hovegård.

7.3.1 Eksportsøkabel scenarie 1 (Gørløse)

Der etableres 220 kV eksportsøkabler mellem transformerplatformene og ilandføringsstedet sydvest for Rågeleje. Linjeføringen er valgt med henblik på korteste afstand.

Linjeføringen for eksportsøkablerne til ilandføringspunktet er valgt således, at kablerne friholdes af militærområdet (markeret grønt) beliggende øst for Hesselø.

Fremføring af eksportkablerne fra ilandføringsstedet til Hovedstation Gørløse vurderes til at have høj kompleksitet i forhold til tilslutning ved Kyndbyværket. Der henvises her til tidligere finscreeningsrapport fra 2018, hvor linjeføringen belyses.



Figur 7-7 Hesselø – Parklayout, eksportskabel 1 korridor (Gørløse)

7.3.2 Eksportskabel scenarie 2 (Kyndby)

Linjeføringen for eksportskablerne til Hovedstation Kyndby er valgt således, at kablerne føres mellem Hesselø og militærområdet øst herfor. Linjeføring fremgår af Figur 7-8.



Figur 7-8 Hesselø – Parklayout, eksportsøkabel 2 (Kyndby)

Linjeføringen krydser Natura 2000 område nr. 153 for Havet og kysten mellem Hundested og Rørvig. Det vurderes ikke at være umuligt at lægge kabler igennem de omtalte områder, men det skal forventes, at der som minimum skal gennemføres en væsentlighedsvurdering af mulige påvirkninger på Natura 2000 områderne og deres udpegningsgrundlag, og eventuelt også en konsekvensvurdering, hvis væsentlige påvirkninger ikke kan udelukkes.

Der skal tillige tages højde for at linjeføringen krydser gennem et større område, klassificeret som militærområde i Isefjorden. Det har ikke været muligt, i denne fase, at klarlægge eventuelle forhold, som skulle besværliggøre installationen i dette område, men der skal under alle omstændigheder tages højde for UXOer (Forsagere) i området.

Som et alternativ til at føre søkablerne ind gennem Isefjordens udmunding kan kablerne føres ind over land i området ved Nødebohuse og igen ud i Isefjorden øst for Sølager, hvorved krydsning af Natura 2000 området undgås. Samtidig kan man om nødvendigt placere en ilandførings/kompenseringsstation i samme område (Halsnæs).

7.4 Kriegers Flak

Kriegers Flak vindmøllepark indgår i undersøgelsen med en samlet kapacitet på 1 GW og 67 møller fordelt på to lokationer (KF Nord og KF Syd) og udviklet som et projekt

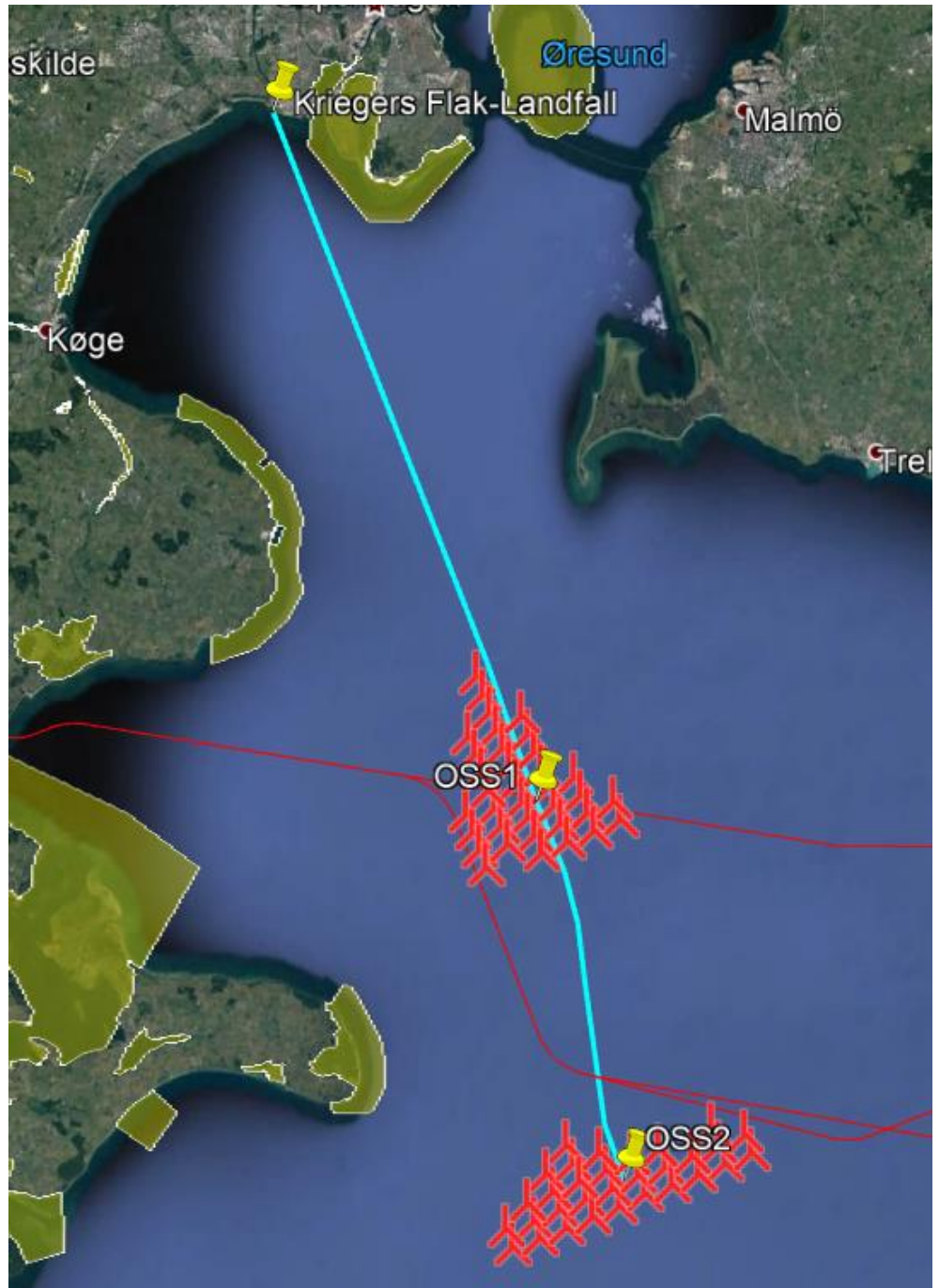
Kriegers Flak består af to sektorer, hvor begge skal udnyttes, hvis der skal opnås en installeret kapacitet på 1 GW. Undersøgelsen omfatter et layout, hvor der installeres 540 MW ved KF Nord og 465 MW ved KF Syd.

Der etableres 2 stk. transformerplatforme med en kapacitet på hhv. 540 og 465 MW. Eksportkabler fra transformerplatformen placeret i den sydlige sektor tilsluttes transformerplatformen i den nordlige sektor, og der føres fælles eksportkabelsystem til land som skal sikre den samlede kapacitet på 1GW.

Arraykablerne i den nordlige del (KF Nord) af området krydser eksisterende søkabel i syv punkter. Det antages, at arraykablerne føres over de eksisterende kabler og beskyttes med stenvold (Rock berm).

Der etableres 220 kV eksportsøkabel mellem KF Syd og KF Nord samt 220 kV eksportkabler mellem KF Nord og ilandføringsstedet. Linjeføringen er valgt med henblik på korteste afstand. Linjeføring fremgår af Figur 7-9.

Eksportkablerne mellem KF Nord og ilandføringsstedet krydser eksisterende søkabel/pipeline i et punkt. Det antages, at eksportkablerne føres over de eksisterende kabler og beskyttes med stenvold (Rock berm).



Figur 7-9 Kriegers Flak, Parklayout – Eksportsøkabel

7.5 Information leveret fra Energinet

Energinet har leveret følgende information for eksportsystemet. Oplysningerne er anvendt i fastlæggelse af samlede energitab samt CAPEX-estimer for eksportsystemet.

Tabel 7-1: Eksportsystemer - Omkostninger og energitab

Vindmøllepark	CAPEX Anlæg (DKK mia.)	Elektriske tab	
		Samlet tab GWh /År	Middeltab MW /h
Nordsøen I - L1	4,2	126	13,2
Nordsøen I - L2	4,2	126	13,2
Nordsøen I - L3	4,2	126	13,2
Hesselø (Gørløse)	4,4	121	12,6
Hesselø (Kyndby)	4,3	110	11,4
Krigers Flak	4,6	108	11,3

Energinet har leveret følgende information for estimerede omkostninger relateret til nødvendige netforstærkninger af transmissionssystemet for at dette kan håndtere den øgede produktionskapacitet (Tabel 7-2)

Tabel 7-2: Netforstærkninger i transmissionsnettet – Omkostninger

Eksisterende handelskapacitet	Energiforligets havvind	DK1	2.000 MW	0,5 mia.kr
		DK2	1000 MW	0,7 mia.kr
	Yderligere havvind	DK1	1.300	0,5 mia.kr
		DK2	1.000	1 mia.kr
Sum			5,3 GW	2,7 mia.kr

Tilslutningen af Nordsøen I til DK1 vil medføre nødvendige netforstærkninger afhængig af den tilsluttede effekt/kapacitet. Etablering af første vindmøllepark vurderes til at have begrænset konsekvenser, og den kan udføres med kort tidshorizont. Etablering af to havmølleparken i Nordsøen I vil kræve væsentlige netforstærkninger og med en tidshorizont på 8-10 år. Omfanget af netforstærkninger ved etablering af tre havmølleparker i Nordsøen 1 er endnu ikke kortlagt af Energinet.

Det elektriske system for en 1 GW vindpark opdeles i delsystemer, så kapaciteten per system ikke overstiger den nuværende reservekapacitet i transmissionsnettet som er henholdsvis 700 MW for Jylland (DK1) og 600 MW for Sjælland (DK2). Reservekapaciteten i transmissionsnettet er et udtryk for den reserve som er i produktion eller udvekslingskapaciteten og som momentant kan rampes op til at håndtere udfaldet af største produktionsenhed eller udvekslingskapacitet. For en vindmøllepark med en kapacitet på 1 GW bevirker det, at vindmølleparkens elnet som udgangspunkt skal opdeles i to uafhængige systemer, hver med en kapacitet på 500 MW.

Nettilslutningen af vindmølleparkerne kan ikke fortages uden at det bagvedliggende transmissionsnet kan aftage den generede effekt. Det antages, at Energinets udbygningsplaner tilgodeser de nødvendige forstærkninger, som forudsættes at være etableret, når vindmølleparkerne bliver opført og er klar til at levere

til transmissionsnettet. Omkostninger relateret til udbygning af transmissionsnettet fremgår af Tabel 7-2

8 Endelig energiproduktion

Den endelige nettoenergiproduktion tager højde for følgende tab og korrektioner ift. parkernes bruttoproduktion:

- > Skyggetab: Layout- og site afhængigt
- > Rådighedstab for vindmølleparken: 4,0%
- > Møllens eget forbrug: 1,2%
- > Effektkurvetab: 1,0%
- > Langtidskorrektion af mesoscale vindressourcedata
- > Elektriske tab i arraykabler
- > Elektriske tab i eksportsystemet

Med undtagelse af de elektriske tab, er de andre tab indregnet i nettoenergiproduktionen i Tabel 6-3. I Tabel 8-1 nedenfor medregnes elektriske tab i array- og eksportsystemet.

Tabel 8-1: Endelig energiproduktion for de 5 havmølleparker i finscreeningen

SITE/LAYOUT	Netto AEP (MWh per år)	Elektriske tab (MWh per år)	Endelig energiproduktion (MWh per år)
Nordsøen I - L1	4.722.700	166.000	4.556.700
Nordsøen I - L2	4.723.700	164.000	4.559.700
Nordsøen I - L3	4.747.800	165.000	4.582.800
Hesselø (Gørløse)	4.436.100	153.000	4.283.100
Hesselø (Kyndby)	4.436.100	142.000	4.294.100
Krigers Flak	4.631.000	138.000	4.493.000

9 Omkostninger

For at kunne lave en økonomisk rangordning af områderne skal investeringsomkostningerne og drift- og vedligeholdelsesomkostningerne estimeres.

Dekommissioneringsomkostninger er ikke medtaget, idet de må antages at være stort set ens for den samme størrelse park i de udvalgte områder. Derudover vil omkostningen blive tilbagediskonteret over en 30-årig periode, hvorved effekten af omkostningen bliver lille.

9.1 Investeringsomkostninger

Investeringsomkostningerne består af følgende hovedposter:

- > Vindmøller
- > Fundamenter
- > Arraykabler
- > Eksportsystem
- > Udviklingsomkostninger

Investeringsomkostningerne er sammenholdt med bl.a. Energistyrelsens Teknologikatalog¹³, International Energy Agency (IEA) Offshore Wind Outlook 2019¹⁴ og North Sea Wind Power Hub Consortium (NSWPHC) omkostningsestimater¹⁵.

9.1.1 Vindmøller

I dette afsnit estimeres en pris på en 15 MW vindmølle inklusiv installation. Prisen på selve møllen er ikke information, som producenterne umiddelbart ønsker at oplyse om, og ofte er den også væsentlig afhængig af forhandlinger og kundens markedsposition. Derfor vil det anvendte estimat for mølleomkostninger være behæftet med en hel del usikkerhed. Det skal dog dertil bemærkes, at finscreeningen arbejder med samme antal møller og samme møllestørrelse i alle potentielle parker, hvorfor prisen på møllerne ikke vil være en udslagsgivende faktor i forbindelse med rangordningen af områderne.

International Energy Agency (IEA) opgør den gennemsnitlige kapitalomkostning til offshore vind til knap 4.400 USD/kW eller knap 31.000 kr./kW. Dette er en totalpris. Gennemsnittet dækker dog over meget store regionale variationer. Baseret på en vurdering af Figur 9-1 (totalpris uden transmission) tyder det på, at prisen i Europa er tættere på 3.700 USD/kW når transmission¹⁶ lægges til. Det

¹³ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-produktion-af-el-og>

¹⁴ <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>

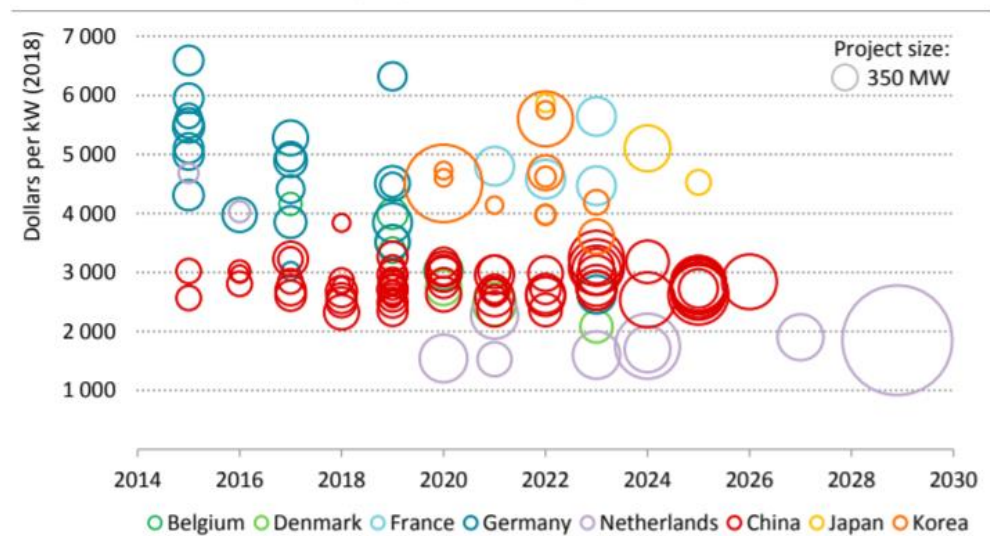
¹⁵ <https://northseawindpowerhub.eu/wp-content/uploads/2019/02/112522-19-001.830-rapd-report-Cost-Evaluation-of-North-Sea-Offshore-Wind....pdf>

¹⁶ Transmission udgør ifølge IEA 20-30 % af de totale kapitalomkostninger. 25 % af 4.400 er 1.100, som er lagt til 2.600 USD/kW aflæst fra figuren.

svarer til ca. 25.500 kr./kW alt inklusiv. Dette tal er totalprisen hvoraf møllerne udgør mindre end halvdelen.

IEA vurderer, at vindmøllerne udgør mellem 30% og 40% af totalen og installation 15-20%. I dette studie medregnes installation i prisen på vindmøllen, array-kabler, fundamenter osv. De 15-20% til installation skal altså deles ud på delkomponenterne i dette studie. Derfor må prisen på vindmøllen inklusiv installation ligge i den høje ende af spændet på 30-40% inklusiv installation, dvs. ca. 10.200 kr./kW (40% inkl. installation). I 2018 screeningen var prisen 10.300 kr./kW. Her skal det bemærkes, at der i dette studie er tale om en møllestørrelse, som endnu ikke findes. Dermed må det forventes, at prisen i dag (når møllen først kommer på markedet) er højere end for en møllestørrelse, der er i serieproduktion.

Figure 15 ▶ Capital costs of offshore wind projects excluding transmission, historical and projects in development



Figur 9-1 Figur fra IEA Offshore Wind Outlook 2019

International Energy Agency (IEA) forventer i Offshore Wind Outlook 2019, at investeringsomkostningerne til offshore vind vil falde med 40% frem mod 2030. Dette er baseret på en gennemgang af nationale VE mål på globalt plan og den forventede kapacitets- og produktionsudvidelse som følge heraf. Dette er dog et prisfald i forhold til den globale gennemsnitspris på 4.400 USD/kW, som er betydeligt højere end de 3.700 USD/kW, som er estimeret for Danmark ovenfor. Da den forventede pris i Danmark er lavere end gennemsnittet, er det ikke rimeligt at antage en lige så kraftig prisreduktion i Danmark som globalt. Med andre ord er priserne i Europa på forkant med prisudviklingen. Ydermere forventes en del af de screenede sites i dette studie at blive implementeret inden 2030. Dermed opnår disse sites ikke den fulde effekt af prisreduktionen frem mod 2030.

Derfor antager COWI, at vindmøllerne til projekter i denne screening vil kunne opnå en 15% prisreduktion i forhold til 2019 niveauet. Dette er lidt mere optimistisk end den forventede reduktion på 10%, der er angivet i Energistyrelsens teknologikatalog.

Med en omkostningsreduktion på 15% bliver investeringsomkostningen per MW installeret kapacitet 8,7 mio. kr./MW. Dermed bliver omkostningen per 15 MW mølle 130 mio. kr. Dette er inklusiv installation. Til sammenligning var investeringsomkostningen i 2018 finscreeningen på 10,3 mio. kr./MW.

9.1.2 Fundamenter

For at kunne estimere omkostninger til fundamenter i de forskellige områder, blev de forskellige informationer fra havbundsanalyserne samlet i en oversigts-tabel (jf. tabellen nedenfor). Nummereringen efter hhv. V+, V og V- refererer til det nummer de har på de fremstillede GIS kort. Disse kort er ikke en del af denne rapport, men er leveret som en del af 1-2 Havbund og geologiske forhold for Nordsøen I, Hesselø og Kriegers Flak II.

Baseret på denne tabel og specifik viden om priser i markedet har COWIs specialister på havmøllefundamenter etableret prisoverslag for fundamenterne til hvert af de potentielle layouts. Prisoverslagene er som følger for 67 fundamenter inklusiv installation:

Tabel 9-1: Priser på fundering af møllerne i hver havmøllepark

SITE/LAYOUT	Kategori	Fundamenter	Totalomkostning (x1000 Kr.)
Nordsøen I - L1	(V)	67	2.845.000
Nordsøen I - L2	(V)	67	2.795.000
Nordsøen I - L3	(V)	67	2.895.000
Hesselø	(V)	67	2.496.000
Kriegers Flak	(V) / (V-)	67	2.546.000

Det ses at funderingen er dyrest for Nordsøen på trods af at områderne som f.eks. Nordsøen I - L2 har den laveste gennemsnitlige vanddybde. Den højre pris forklares ved at områderne i Nordsøen i højere grad installeres med scour-beskyttelse der forhindrer erosion af havbunden rundt om fundamenterne. Scour-beskyttelse vil i Hesselø og Kriegers Flak områderne kun være nødvendigt i begrænset omfang.

I beregningen af funderingsudgiften ved Hesselø og Kriegers Flak er det forudsat at de hårde lag er bærende hvorfor yderligere pælelængde ikke er nødvendig. Eventuelle udfordringer i installationen grundet de hårde lag er ikke prissat.

9.1.3 Arraykabler

Omkostningerne til arraykabler er baseret på COWIs seneste erfaringer i forbindelse med igangværende projekter af lignende karakter og er etableret som grove estimater. Omkostningerne til arraykabler inklusiv installation er vist i Tabel 9-2.

Tabel 9-2: Investeringsomkostninger til array kabler

SITE/LAYOUT	Omkostninger (x1000 kr.)
Nordsøen I - L1	600.000
Nordsøen I - L2	700.000
Nordsøen I - L3	620.000
Hesselø	530.000
Kriegers Flak	600.000

Det fremhæves, at omkostningsestimatet tjener som input til en overordnet rangordning af vindmølleparkerne. Derved er det ikke nødvendigt med eksakte omkostningsestimater, som under alle omstændigheder også vil kræve udarbejdelse af væsentligt mere detaljerede forprojekter end forudsat for nærværende rapport.

9.1.4 Eksportsystem

Energinet har leveret oplysningerne om det samlede energitab samt CAPEX-estimer for eksportsystemet (Tabel 9-3).

Tabel 9-3: Eksportsystemer - Omkostninger og energitab

Vindmøllepark	CAPEX Anlæg (DKK mia.)	Elektriske tab	
		Samlet tab GWh /År	Middeltab MW /h
Nordsøen I - L1	4,2	126	13,2
Nordsøen I - L2	4,2	126	13,2
Nordsøen I - L3	4,2	126	13,2
Hesselø (Gørløse)	4,4	121	11,4
Hesselø (Kyndby)	4,3	110	12,6
Kriegers Flak	4,6	108	11,3

9.1.5 Udviklingsomkostninger

Udviklingsomkostningerne dækker f.eks. VVM-redegørelse, diverse dyberegående undersøgelser (havbund, jordbund, vind, metocean mv.), og etablering af projektselskab.

Estimatet er baseret på COWIs erfaring med eksekvering af havmølleprojekter og informationer indhentet fra kilder primært blandt projektudviklere. Danmark bliver vurderet til at være et af de lande i verden, hvor det er lettest at gennemføre projekter med vindenergi. Dette skyldes, at en stor del af det forberedende arbejde varetages af offentlige myndigheder. Derfor er de forventede udviklingsomkostninger også betydeligt lavere i Danmark end i eksempelvis North Sea

Wind Power Hub Consortiums publikation, som benytter et ikke nærmere defineret markedsgennemsnit.

Udviklingsomkostningerne til brug for finscreeningen er estimeret til 312 mio. kr. Estimatet er forbundet med stor usikkerhed. Disse omkostninger dækker kun udgifter for den private udvikler/investor. Omkostningen er antaget at være den samme for alle potentielle layouts. Dermed får denne omkostningspost heller ikke indflydelse på den indbyrdes rangordning af layouts.

9.1.6 Samlede investeringsomkostninger

Tabel 9-4 opsummerer alle investeringsomkostningerne beskrevet ovenfor.

Tabel 9-4 Samlede investeringsomkostninger per layout (1000 kr.)

	Nordsøen 1 - L1	Nordsøen 1 - L2	Nordsøen 1 - L3	Hesselø (Gørløse)	Hesselø (Kyndby)	Kriegers Flak
WTG	8.710.958	8.710.958	8.710.958	8.710.958	8.710.958	8.710.958
Fundamenter	2.845.000	2.795.000	2.895.000	2.496.000	2.496.000	2.845.000
Arraykabler	600.000	700.000	620.000	530.000	530.000	600.000
Eksportsystem	4.200.000	4.200.000	4.200.000	4.400.000	4.300.000	4.200.000
Udvikling	312.500	312.500	312.500	312.500	312.500	312.500
Total	16.668.458	16.718.458	16.738.458	16.449.458	16.349.458	16.668.458
1000 kr./MW	16.586	16.635	16.655	16.368	16.268	16.586

9.2 Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger

Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne dækker samtlige omkostninger til drift og vedligeholdelse inkl. havnefaciliteter, fartøjer, administrationsomkostninger mv.

Disse omkostninger afhænger i høj grad af den specifikke forretningsmodel, selskabsstruktur og ejerskab. En vurdering af disse omkostninger kan derfor alene ske på et meget overordnet plan. I både Energistyrelsens teknologikatalog og i North Sea Wind Power Hub Consortiums publikation ligger drift og vedligehold på ca. 75 – 80 kr./MWh. Til brug for denne screening antager COWI 75 kr./MWh for alle parker. De totale driftsomkostninger per år for hvert layout er vist i Tabel 9-5.

Tabel 9-5: Driftsomkostninger per år for de 5 havmølleparker

SITE/LAYOUT	Omkostninger (x 1000 kr. pr. år)
Nordsøen 1 - L1	455.670
Nordsøen 1 - L2	455.970
Nordsøen 1 - L3	458.280
Hesselø (Gørløse)	428.310
Hesselø (Kyndby)	429.410
Kriegers Flak	449.300

10 Økonomisk rangordning

Den økonomiske rangordning er lavet ud fra en estimering af omkostninger (i kr.) per kilowatt-time over det givne projekts levetid. Følgende formel er anvendt til at etablere den simple levetidsomkostning per kWh:

$$LCoE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

hvor:

LCoE refererer til "Levelized Cost of Energy" i.e. levetidsomkostning per energienhed

I_t Investeringsomkostninger i år t

M_t Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger i år t

E_t Energiproduktion i år t

r Diskonteringsfaktor

n Forventet projektlevetid

Energistyrelsen har foreskrevet en levetid på 30 år.

For at lette overblikket og en evt. sammenligning med andre benchmark priser nationalt såvel som internationalt er omkostningerne desuden angivet i kr./MWh og EUR/MWh. Omregning til EUR er sket med en kurs på 7,45 DKK/EUR.

Diskonteringsfaktoren afhænger i høj grad af forretningsmodellen hvad angår finansiering af projektet. I 2018 finscreeningen blev anvendt en diskonteringsrate på 8%. Denne var baseret på en ren egenkapitalfinansiering, således at diskonteringsfaktoren afspejler den forventede forrentning af egenkapitalen. Dette svarer til hvad IEA forventer af Weighted Average Cost of Capital (WACC) i "advanced economies"¹⁷. Derfor anbefaler COWI, at de 8% også anvendes i dette studie. Dette er igen heller ikke en afgørende faktor i forhold til formålet om at rangordne de potentielle vindmølleparker, da samme diskonteringsfaktor benyttes til de enkelte estimater.

Baseret på den endelige energiproduktion samt de samlede investerings- og drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (som præsenteret ovenfor) kan levetidsomkostningerne per kWh beregnes:

¹⁷ Offshore Wind Outlook 2019. International Energy Agency. Side 24 top.

Tabel 10-1: Rangordning af havmølle parker ud fra levetidsomkostningerne for de 5 havmølleparker

SITE/LAYOUT	(kr/kWh)	(kr/MWh)	(EUR/MWh)
Nordsøen 1 - L3	0,40	399,44	53,62
Nordsøen 1 - L1	0,40	399,93	53,68
Nordsøen 1 - L2	0,40	400,69	53,78
Kriegers Flak	0,41	406,54	54,57
Hesselø (Kyndby)	0,41	414,07	55,58
Hesselø (Gørløse)	0,42	415,27	55,74

De tre layouts i Nordsøen har den laveste levetidsomkostning. Kriegers Flak er lidt dyrere end Nordsøen, men billigere end Hesselø.

I 2018 finscreeningen var Hesselø billigere end Kriegers Flak. I denne opdaterede screening er Hesselø sitet dog mindre, så mølletætheden er større (19 km²/MW) og skyggetabet dermed større. Ydermere er vindressourcen ved Hesselø også forringet i forhold til 2018 finscreeningen, da de områder, som ikke længere medregnes i Hesselø sitet havde den bedste vindressource.

For Hesselø er LCoE for de to løsninger stort set identisk. Gørløse har et lidt mindre elektrisk tab, men lidt højere investeringsomkostning til eksportsystemet. Forskellen i LCoE svarer til 0,1 øre/kWh.

Selvom vindressourcen i Nordsøen er små 10% bedre målt på energiproduktion er der meget lille forskel på LCoE i forhold til Hesselø og Kriegers Flak. En del af forklaringen skal findes i øgede omkostninger til fundamenter. Det skyldes, at områderne i Nordsøen i højre grad forventes installeret med scour-beskyttelse, der forhindrer erosion af havbunden rundt om fundamenterne. Scour-beskyttelse vil kun være nødvendigt i begrænset omfang ved Hesselø og Kriegers Flak.