

MAJ 2020
ENERGISTYRELSEN

ELEKTRISKE SYSTEMER FOR NORDSØEN I, HESSELØ OG KRIEGERS FLAK II

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



COWI

MAJ 2020
ENERGISTYRELSEN

ELEKTRISKE SYSTEMER FOR NORDSØEN I, HESSELØ OG KRIEGERS FLAK II

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

PROJECT NO.

A132994

DOCUMENT NO.

A132994-1-4

VERSION

FINAL

DATE OF ISSUE

06.05.2020

DESCRIPTION

Delrapport

PREPARED

LVHA

CHECKED

TRLC

APPROVED

TRLC

INDHOLDSFORTEGNELSE

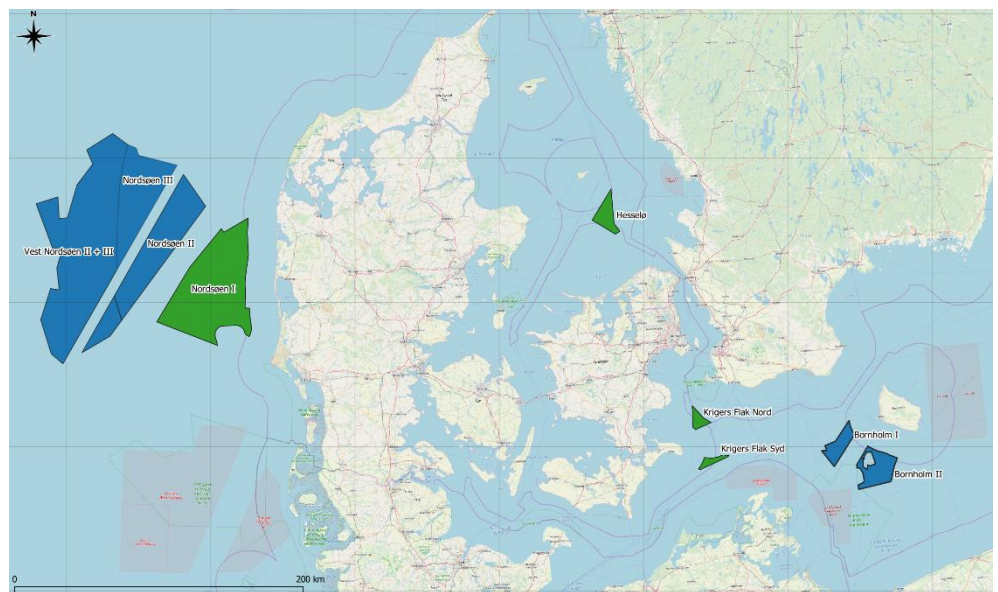
1	Introduktion	2
1.1	Delrapportens indhold	3
2	Forkortelser	5
3	Metode og antagelser	6
4	Nettilslutning - Topologi	7
4.1	Generelle forudsætninger	7
4.2	Information leveret fra Energinet	8
4.3	Omkostningsestimat	12
5	Projektkoncept	13
5.1	Nordsøen 1 – 3 GW	13
5.2	Hesselø	22
5.3	Kriegers Flak	30
6	Referencer	37

BILAG

Appendix ANEPLAN - fuldlastberegninger

1 Introduktion

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 (område 12) (3174 km² hvoraf 440 km² er reserveret til Thor)
- > Hesselø (område 6) (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 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 (område 1+2) (270 km² + 568 km²)
- > Nordsøen II + III (område 13+14) (1872 km² + 1642 km²)
- > Området vest for Nordsø II + III ud til en havdybde på 50 m

1.1 Delrapportens indhold

Denne delrapport beskriver resultaterne af den opdaterede finscreening i relation til selve det elektriske opsamlingsanlæg mellem vindmølle turbinerne og havbaserede transformerplatforme. Fastlæggelse og specifikation af det overordnede (sammenfattende) eksportsystem bestående af havbaseret transformerstationer, eksportkabelsystemer og landbaserede transformerstationer varetages af Energinet. Nærværende analyse er baseret på data leveret af Energinet i form af havbaseret transmissionssystem (transformerplatform og eksportkabler), tilslutningspunkt, teknisk beskrivelse af landanlæg (kabler og stationsanlæg) samt omkostningerne for de enkelte systemer og scenarier.

Delrapporten er yderligere baseret på kravene fra Energistyrelsen som angivet i opgavebeskrivelsen, samt resultater og konklusioner fra de andre delrapporter fra serien som angivet i tabellen nedenfor.

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

Tabel 1: Oversigt over hele finscreeningens rapporter og delrapporter.

2 Forkortelser

Følgende forkortelser er anvendt i denne rapport:

GIS	Gas insulated switchgear
HF	Harmoniske filter (udligner elektrisk støjbidrag fra vindmølleanlægget mod eksisterende transmissionsnet)
kV	Kilo Volt (1.000 V)
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 – Regulerbar reaktiv kompensering
STACOM	Static Var Compensator - Regulerbar spændingsregulering
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)

3 Metode og antagelser

Rapporten er af teknisk karakter, udarbejdet med sigte på præsentationen af mulige principper for udformning af den elektriske infrastruktur, mellem de enkelte vindmøller og tilslutningspunktet til det eksisterende transmissionsnet på land.

Rapportens udkast til den elektriske infrastruktur danner baggrunden for omkostningsestimering af nettilslutningen af vindmølleparkerne. Der er antaget opstilling af 15 MW vindmøller (67 stykker per park) resulterende i 1 GW (1005 MW) installeret effekt. Rapporten er baseret på informationer modtaget fra Energinet for CAPEX og energitab relateret til eksportsystemet (Ref. /1/) samt COWIs generede data i forbindelse med design af arraykabelsystemet.

Omkostningsestimatet indbefatter en vurdering af effekttab og de kapitaliserede energitab i den elektriske infrastruktur over anlæggets levetid. Omkostningsestimatet er udarbejdet med sigte på at udgøre et af flere kriterier for rangordningen af de forskellige parker. Estimateret er provisorisk og kan ikke opfattes som retningsvisende for bestemmelsen af den investeringsomkostning en investor skal planlægge efter.

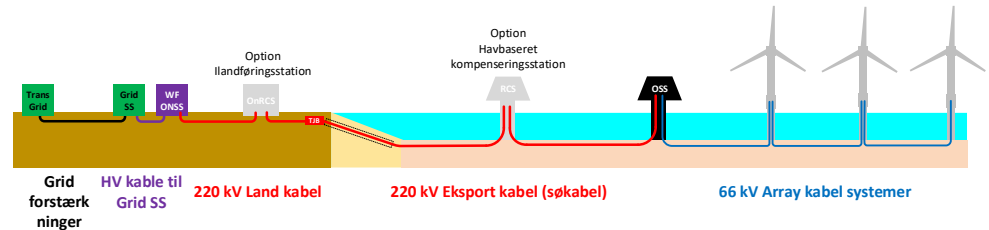
Der foretages ikke, i denne rapport, vurdering af transmissionsnettets robusthed til at modtage den generede energi. Eventuelle forstærkninger i det bagvedliggende højspændningssystem er således ikke medtaget som en del af den overordnet prioritering af de potentielle områder, men estimerede udgifter til netforstærkninger er medtaget i Tabel 4-2.

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. 3,2 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.

4 Nettilslutning - Topologi

Den elektriske infrastruktur omfatter elektriske fordelingsanlæg fra vindmøllerne til nettilslutningspunktet skitseret i nedenstående Figur 4-1.



Figur 4-1 Elektrisk infrastruktur

4.1 Generelle forudsætninger

Udviklingen af koncepterne for nettilslutningen af de enkelte parker er baseret på nogle grundlæggende forudsætninger i forhold til Energinet (TSO) og generelle tendenser, som skal tilgodeses ved planlægning, projektering, installering og drift af elektriske fordelingsanlæg i Danmark.

Vindmølleparkerne 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)

Den leverede effekt i tilslutningspunktet ved Energinets hovedtransformerstation vil derved være reduceret med effekttabene hidrørende fra kabler, transformere, eget forbrug på transformersplatformen og den landbaserede station ved tilslutningspunktet.

Nærværende rapport omfatter følgende vindmølleparkkonfigurationer

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

Tabel 2 Vindmølleparkkonfigurationer

¹ Maksimalt 2 parker forventes tilsluttet Hovedstation Stovstrup. Udbygges Nordsøen I med 3 GW må det forventes at mindst én af parkerne skal tilsluttes Hovedstation Endrup

4.2 Information leveret fra Energinet

Energinet har leveret følgende information for eksportsystemet (Ref. /1/). Oplysningerne er anvendt i fastlæggelse af samlede energitab samt CAPEX-estimerer for eksportsystemet (Tabel 4-2).

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

Tabel 4-2 Eksportsystemer - Omkostninger og energitab

Energinet har leveret følgende information for estimerede omkostninger relateret til nødvendige netforstærkninger af transmissionssystemet for at dette kan håndtere den øgede produktionskapacitet (Tabel 4-4)

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

Tabel 4-4 Netforstærkninger i transmissionsnettet – Omkostninger

Tilslutningen af Nordsøen 1 til DK1 vil medføre nødvendige netforstærkninger afhængig af den tilsluttede effekt/kapacitet. Etablering af første havmøllepark vurderes til at have få konsekvenser, og kan udføres med kort tidshorisont. Etablering af 2 havmølleparker i Nordsøen 1 vil medføre væsentlige netforstærkninger og med en tidshorisont på 8-10 år. Omfanget af netforstærkninger ved etablering af 3 havmølleparker i Nordsøen 1 er endnu ikke kortlagt.

Det elektriske system for en 1 GW havmøllepark 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.

De beskrevne havmølleparker i dette studie regnes tilsluttet transmissionsnettet i følgende hovedstationer:

Nordsøen 1: Hovedstation Stovstrup. Alternativ til Hovedstation Stovstrup er Hovedstation Endrup, som kommer i spil hvis Nordsøen I udbygges fuldt ud.

Hesselø: Hovedstation Gørløse eller Hovedstation Kyndby

Kriegers Flak: Hovedstation Brøndbygård.

Nærværende rapport medtager ikke yderligere detaljer eller omkostninger forbundne med de nødvendige netforstærkninger af Energinets anlæg.

4.2.1 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.

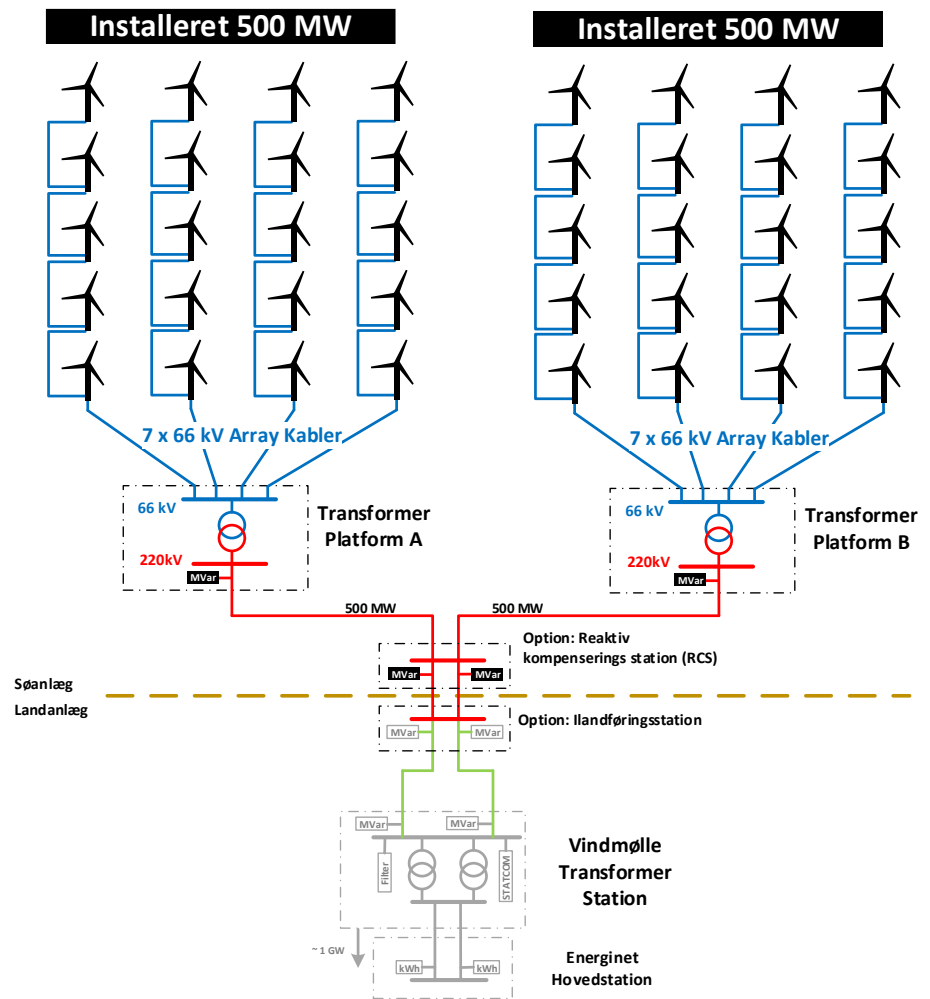
Denne rapport er baseret på, at eksportsystemet etableres på 220 kV AC niveau. Eksportsystemets overføringsevne på 220 kV niveau (245 kV udstyr) er af Energinet oplyst til en maksimal overføringsevne på 4-500 MW pr. kabel. Det bevirker, at parkerne kan opføres i kapacitetsintervaller af 500 MW. En park 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 indføre en havbaseret kompenseringsstation (RCS), for at imødekomme den høje overførselskapacitet i eksportkablerne.

Det elektriske fordelingsanlæg (Figur 4-2) vil bestå af følgende hovedkomponenter:

- > 66 kV søkabler (arraykabler) som forbinder de enkelte møller i radialer til den havbaserede transformerplatform. Samlet set etableres der 14 stk. radialer pr. park (1 GW).
- > Havbaseret transformerplatforme indeholdende:
 - 66 kV GIS koblingsanlæg
 - 66/220 kV transformere
 - 220 kV shunt reaktorer (permanent kompenserings)
 - 220 kV GIS koblingsudstyr
 - Elektrisk & mekanisk hjælpeudstyr
 - SCADA, Kommunikation og advarselssystemer.

- > 220 kV eksport søkabelsystem fra hver transformerplatform til ilandføringspunktet.
- > Option: 220 kV ilandføringsstation (kystnær) for reaktiv kompensering af søkablerne. Behovet for ilandføringsstation fastlægges i senere fase
 - 220 kV koblingsanlæg
 - 220 kV reaktor kompensering
- > 220 kV landbaseret eksportkabelsystem fra fra ilandføringspunktet til vindmøllenetstationen placeret ved Energinets hovedstation
- > Landbaseret vindmølletransformerstation:
 - 220 kV koblingsanlæg
 - 220 kV reaktor kompensering (permanent & variabelt "STATCOM")
 - Harmoniske filtre
 - 220/400 kV transformere
 - 400 kV koblingsanlæg.
- > Tilslutning til Energinet's 400 kV station²:
 - 400 kV kabelanlæg (eller luftledninger)
 - 400 kV felter (friluftstation) med energimålere
 - Udvidelse af eksisterende 400 kV samleskinne.

² Etableringen af luftledninger og friluftstationer vil være attraktive i forhold til omkostningerne. Alternativerne hertil som er jordlagte kabelanlæg hhv. indendørs GIS anlæg vil optage mindre plads og bevirke mindre påvirkning af omgivelserne.



Figur 4-2 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 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.

4.3 Omkostningsestimat

Etableringsomkostningerne til den elektriske infrastruktur omfatter levering og installering af:

- > 66 kV array søkabler (prissat af COWI)
- > Transmissionsanlæg³
 - > Transformertplatforme
 - > 220 kV søkabelanlæg (inklusive landindtaget med styret underboring af kabelrør)
 - > 220kV landkabel anlæg (inklusive overgangsmuffer, samlemuffer, kabelgrav, HDD)
 - > Vindmølleparkens tilslutningsstation ved eksisterende Energinet station

Omkostningerne til netforstærkninger eller udbygninger af eksisterende transmissionsnet er ikke indbefattet i fastlæggelsen af LCoE.

Til brug for omkostningsberegningen med sigte på rangordningen af de forskellige parkplaceringer og layouts, er der udarbejdet grove enhedsomkostninger fordelt på de enkelte hovedanlægskomponenter.

Energinets omkostningsestimater for eksportsystemet er anvendt i beregning af samlede anlægsomkostninger.

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 udarbejdelsen af mere detaljeret projekter end hvad der foreligger ved udarbejdelsen af denne rapport.

³ Prissat af Energinet

5 Projektkoncept

5.1 Nordsøen 1 – 3 GW

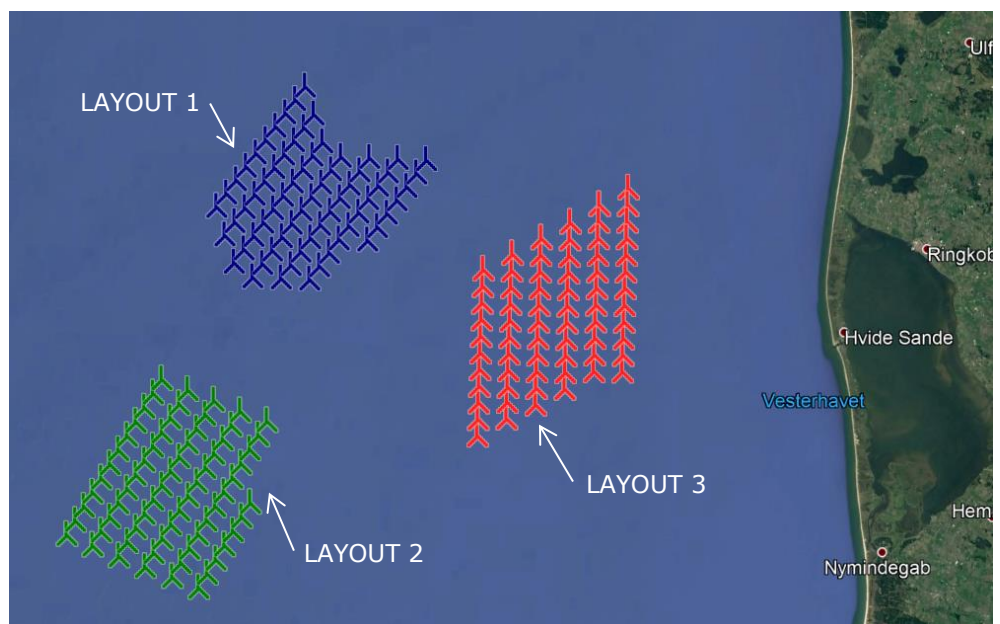
Nordsøen 1 vindmøllepark udlægges til den fulde kapacitet på 1 GW per område. Denne undersøgelse omfatter 3 solitære områder (Layout 1, 2 og 3), hver med en planlagt kapacitet på 1 GW. De tre områder udlægges uafhængigt af hinanden, og det forventes at eksportkabelruterne planlægges således, at disse 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.

5.1.1 Overordnet parklayout

Projektområdet Nordsøen 1 er stort og giver mulighed for placering af flere vindmølleparker. Tre foreløbige 1 GW klynger er antaget for placeringen af vindmøller og havbaserede transformerstationer. Figur 5-1 angiver de tre layout som danner grundlag for udarbejdelsen af de elektriske opsamlingsanlæg.

Hvis mere end een af de angivne parklayouts udnyttes, skal det vurderes, i samråd med Energinet, om tilslutningerne til transmissionsnettet skal fordeles på flere hovedstationer. Tilslutning af flere parker indgår ikke i denne finscreening.

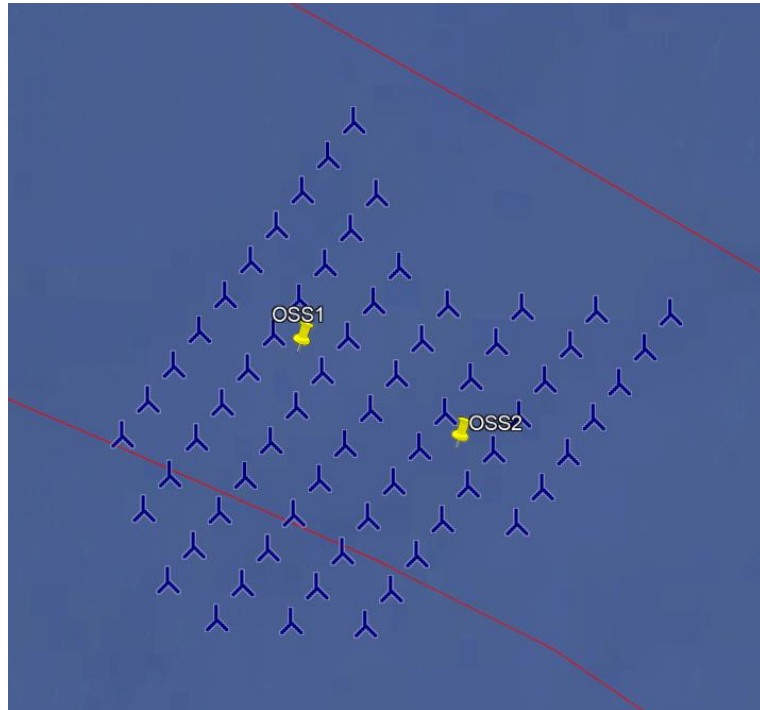


Figur 5-1 Nordsøen 1 - Overordnet parklayout L1, L2 og L3

5.1.2 Parklayout L1

5.1.2.1 Generelt

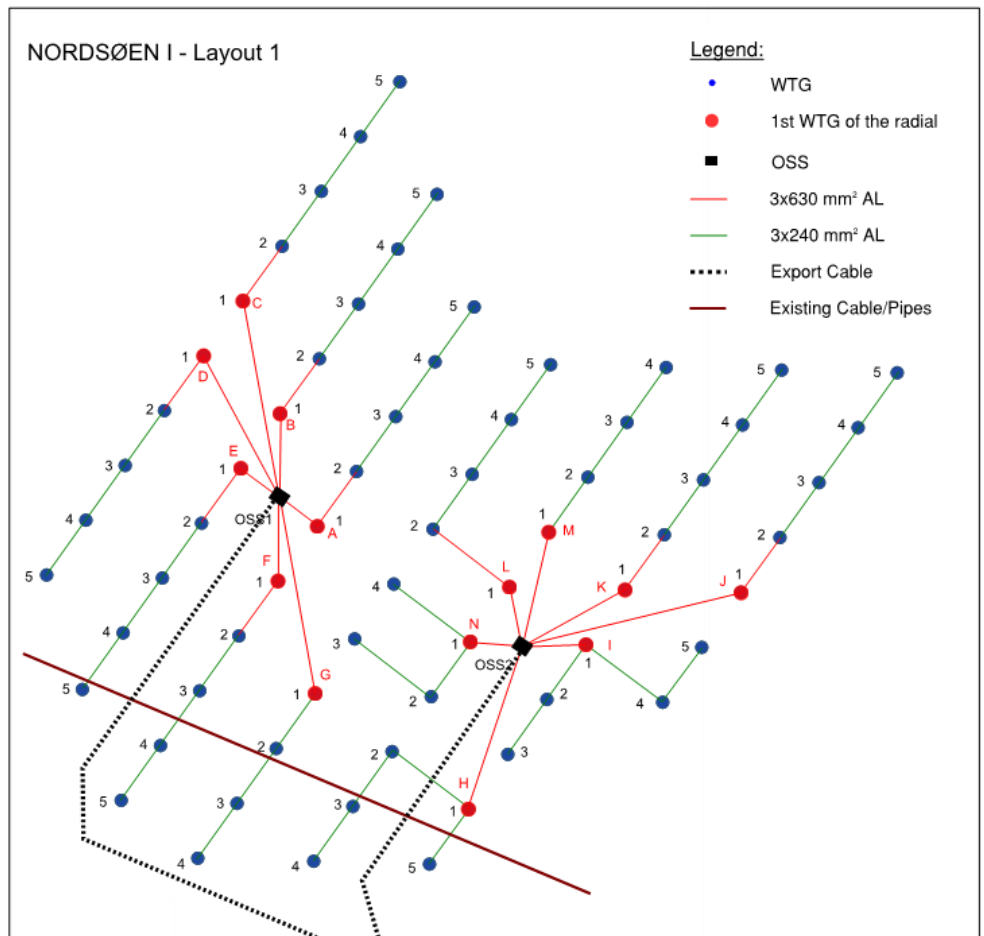
Parklayout L1 er baseret på en konfiguration med møller og transformerplatform placeret i den nordlige del af Nordsøen 1. Figur 5-2 angiver placeringen af møller og havbaserede transformerplatforme (OSS).



Figur 5-2 Nordsøen 1 - Parklayout L1

5.1.2.2 Arraykabel topologi

Der etableres 66 kV arraykabler mellem møllerne og mellem møller og transformerplatform i henhold til Figur 5-3.



Figur 5-3 Nordsøen 1 - Parklayout L1, arraykabel topologi

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.

5.1.2.3 Eksportsøkabel

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 Stovstrup Hovedstation som muligt. Linjeføring fremgår af Figur 5-4.

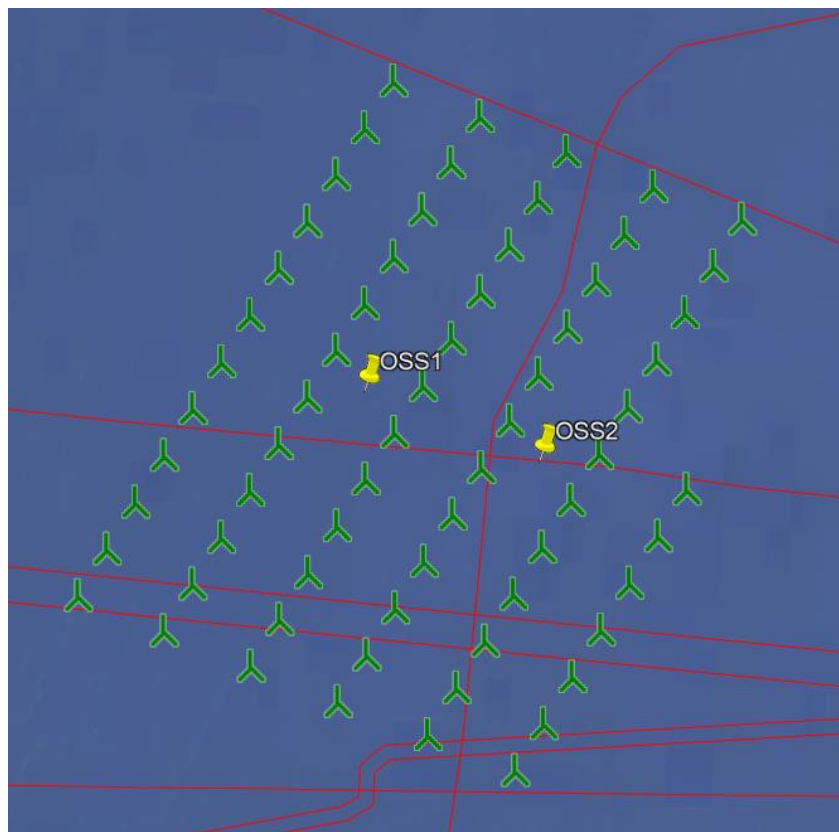


Figur 5-4 Nordsøen 1, Parklayout 1 - Eksport søkabel korridor

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

5.1.3 Parklayout L2

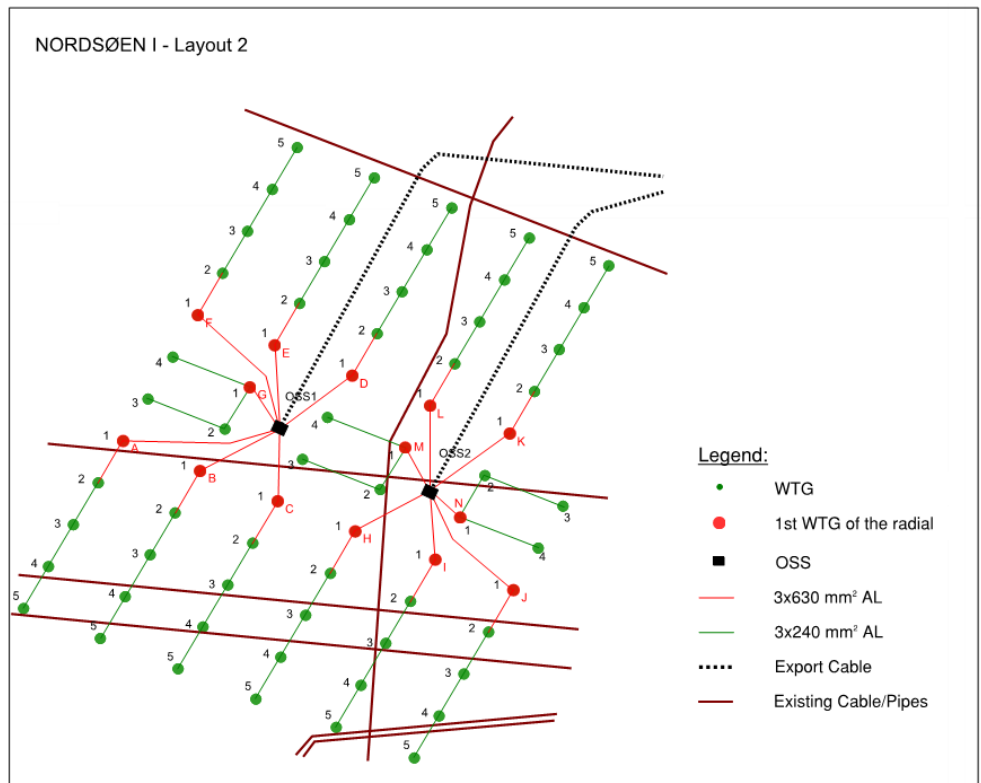
Parklayout L2 er baseret på en konfiguration med vindmøller og transformerplatformene placeret i den sydøstlige del af Nordsøen 1. Figur 5-5 angiver placeringen af møller og havbaserede transformerplatforme.



Figur 5-5 Nordsøen 1 - Parklayout L2

5.1.3.1 Arraykabel topologi

Der etableres 66 kV arraykabler mellem møllerne og mellem møller og transformerplatformene i henhold til Figur 5-6.

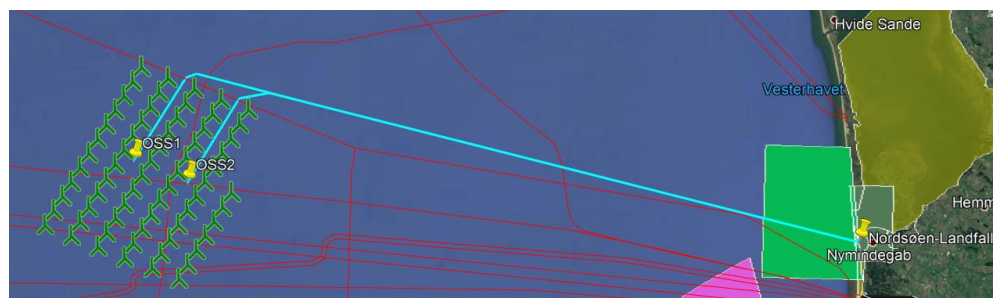


Figur 5-6 Nordsøen 1 - Parklayout L2, arraykabel topologi

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.

5.1.3.2 Eksportsøkabel

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 Stovstrup Hovedstation som muligt. Linjeføring fremgår af Figur 5-7.



Figur 5-7 Nordsøen 1 - Parklayout L2, eksportsøkabel korridor

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

5.1.4 Parklayout L3

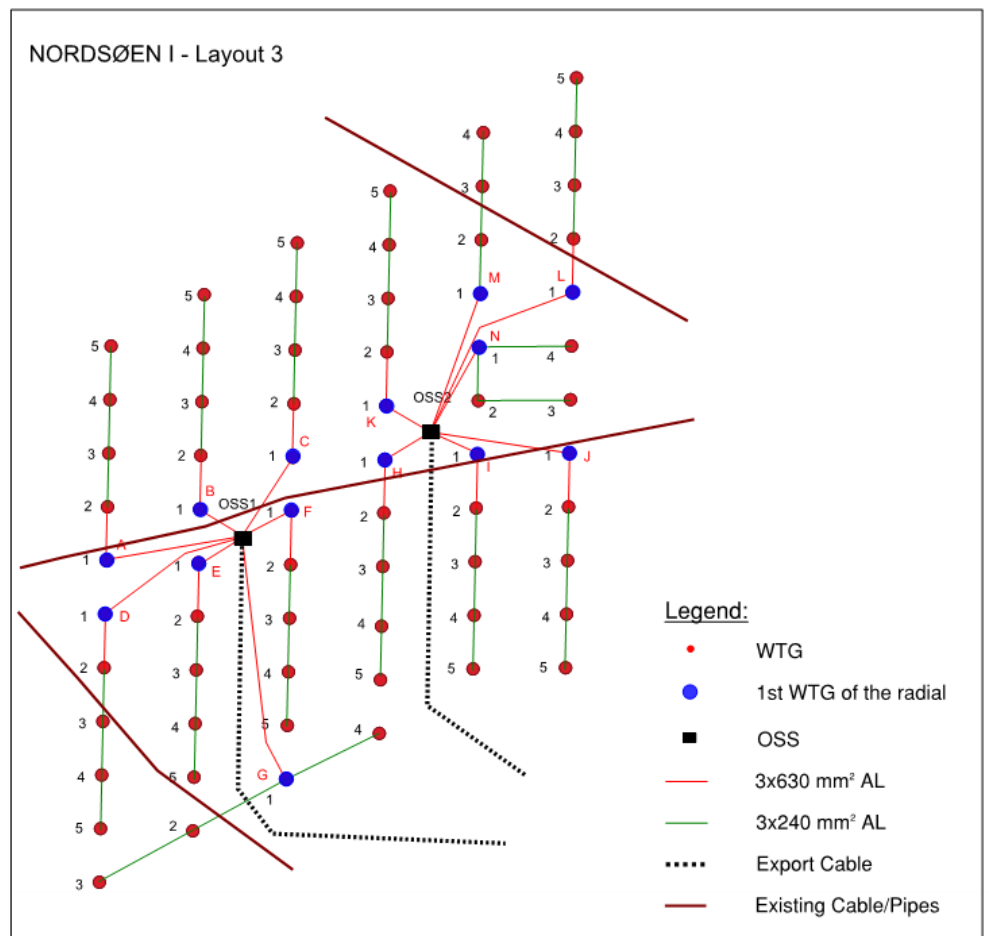
Parklayout L3 er baseret på en konfiguration med vindmøller og transformerplatforme placeret i den sydvestlige del af Nordsøen 1. Figur 5-8 angiver placeringen af møller og havbaserede transformerplatforme.



Figur 5-8 Nordsøen 1 - Parklayout L3

5.1.4.1 Arraykabel topologi

Der etableres 66 kV arraykabler mellem møllerne og mellem møller og transformerplatform i henhold til Figur 5-9

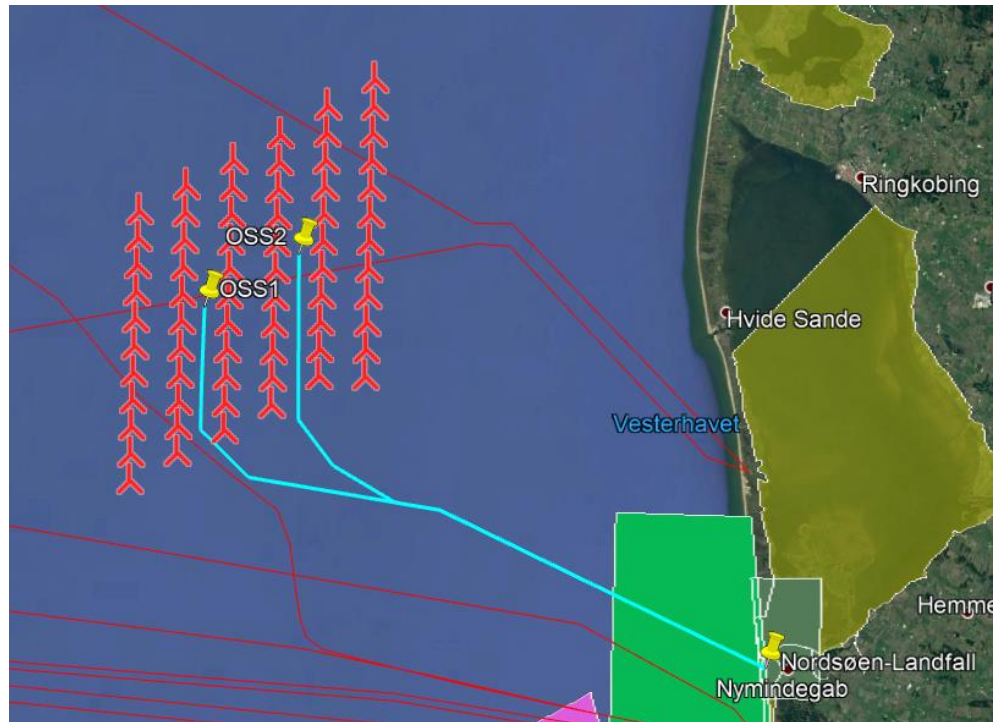


Figur 5-9 Nordsøen 1, Parklayout L3 – Arraykabel topologi

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).

5.1.4.2 Eksportsøkabel

Der etableres 220 kV eksportsøkabler mellem transformerplatforme og ilandføringsstedet. Linjeføringen er valgt med henblik på kortest mulig afstand samt at føre kablerne i land så tæt på tilslutningspunktet Stovstrup Hovedstation som muligt. Linjeføring fremgår af Figur 5-10.



Figur 5-10 Nordsøen 1 - Parklayout L3, eksportsøkabel

Eksportkablerne fremføres uden krydsninger af eksisterende kabler.

5.1.5 Fælles forhold for alle parklayout

5.1.5.1 Arraykabler

Arraykabler forventes at blive installeret ved udlægning på havbunden, hvorefter de nedspules i havbunden til en dybde på ca. 1,5-2 m.

5.1.5.2 Eksportsøkabler

Eksportkabler forventes installeret ved nedpløjning til en dybde på ca. 2,5 m (øget i forhold til arraykablerne) for at undgå blotlægning ved sedimenttransport langs vestkysten.

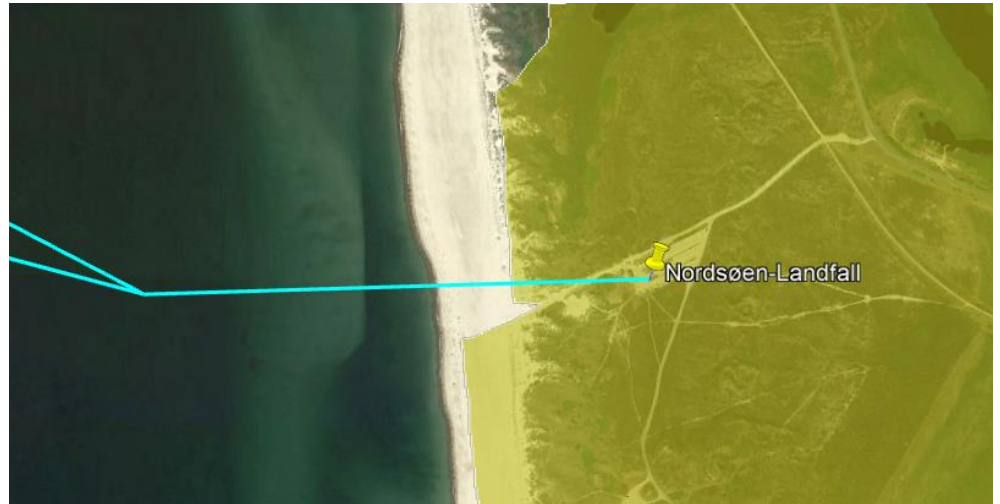
5.1.5.3 Ilandføring

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

Kyststrækningen er beskyttet under Natura 2000. 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 UXO'er (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 3 parkområder skal udnyttes, skal 2 parker tilsluttes Hovedstation Stovstrup og 1 park Hovedstation Endrup.



Figur 5-11 Nordsøen 1 - Ilandføring ved Nymindegab Strand

5.1.6 Loadflow (Array kabler)

Der er foretaget en simplificeret loadflow beregning for fastlæggelse af effekttab i arraykablerne. Beregningerne er foretaget for de tre parklayout. Beregningerne for effekttab er summeret i nedenstående Tabel 5-1. Tabene i eksportsystemet fremgår af Tabel 4-2.

Effekttab	Parklayout		
	L1	L2	L3
Installeret effekt [MW]	1005	1005	1005
Samlet arraykabel tab [MW]	8,5	8,1	8,4
Effekt leveret [MW] ⁴	996,5	996,9	996,6

Tabel 5-1 Nordsøen 1 – Effekttabsberegning

5.1.7 Søkabelsystemer

Som basis for loadflow beregninger samt kostestimater er længden og størrelsen af kabelsystemerne bestemt ud fra kablernes rute og tillagt 1.5% for usikkerhed samt 50 m per vindmølle/OSS. De totale kabellængder er summeret i nedenstående Tabel 5-2.

⁴ Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne i havbaseret transformerplatform.

Arraykabler (66 kV)	Parklayout		
	L1 [km]	L2 [km]	L3 [km]
3x240 mm ² Al	88	81	80
3x630 mm ² Al	64	63	69
Eksportskabler (220 kV)			
Kabelrute (gennemsnitlig kabellængde pr. transformerplatform)	80	76	45

Tabel 5-2 Nordsøen 1 – Estimerede kabellængder

Afstanden fra Nordsøen I til tilslutningspunktet ved Hovedstation Stovstrup vurderes til at være i området af 110 km (fugleflugt), hvilket gør at det må forventes, at der skal etableres en ilandføringsstation for reaktivkompensering.

5.1.8 Samlede årlige elektriske tab

De samlede årlige elektriske tab i opsamlings- og transmissionssystemet er baseret på summen af tab i arraykabelsystemerne samt i eksportsystemet frem til tilslutningspunktet. De samlede årlige tab i arraykabelsystemet er beregnet på baggrund produktionsprofilen for Nordsøen. De samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for Anholt. De samlede årlige effekttab i elsystemet fremgår af Tabel 5-3.

Samlede årlige effekttab	Parklayout		
	L1	L2	L3
Arraykabler [GWh/år]	40	38	39
Eksportsystem [GWh/år]	126	126	126
Sum [GWh/år]	166	164	165

Tabel 5-3 Nordsøen 1 – Samlede årlige effekttab i elsystemet

5.2 Hesselø

Hesselø havmøllepark 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 Hovegaard.

5.2.1 Overordnet parklayout

Hesselø parklayout er udlagt med 67 møller. Figur 5-12 angiver parklayout som danner grundlag for udarbejdelsen af de elektriske opsamlingsanlæg i parken og

nettilslutningen til eksisterende Hovedstation Gørløse (scenarie 1) og alternativt til eksisterende Hovedstation Kyndby (scenarie 2).

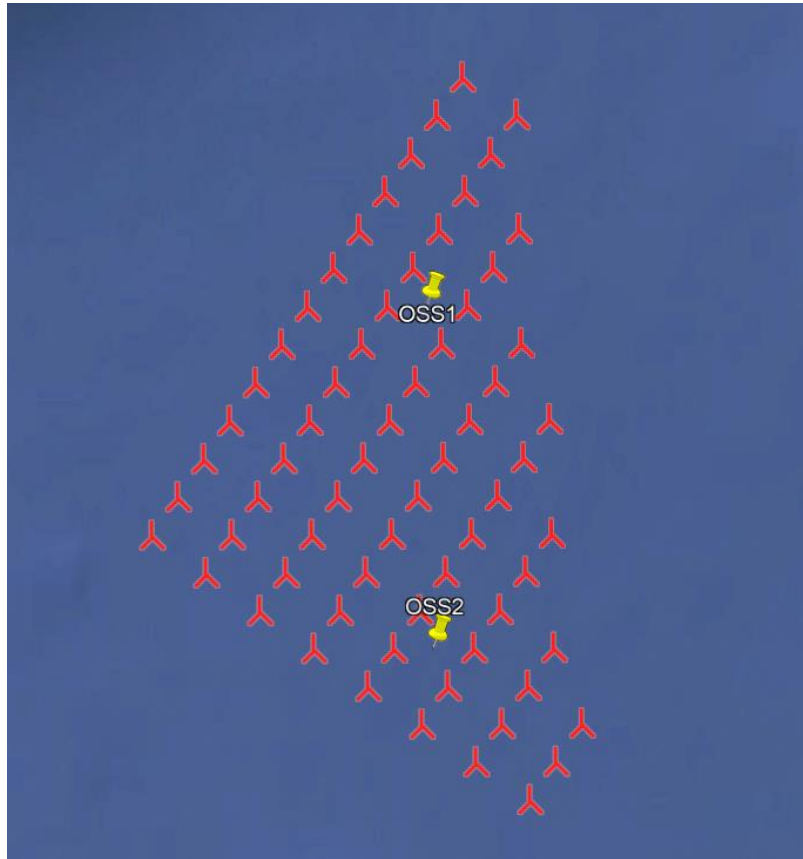


Figur 5-12 Hesselø - Overordnet parklayout

5.2.2 Parklayout

5.2.2.1 Generelt

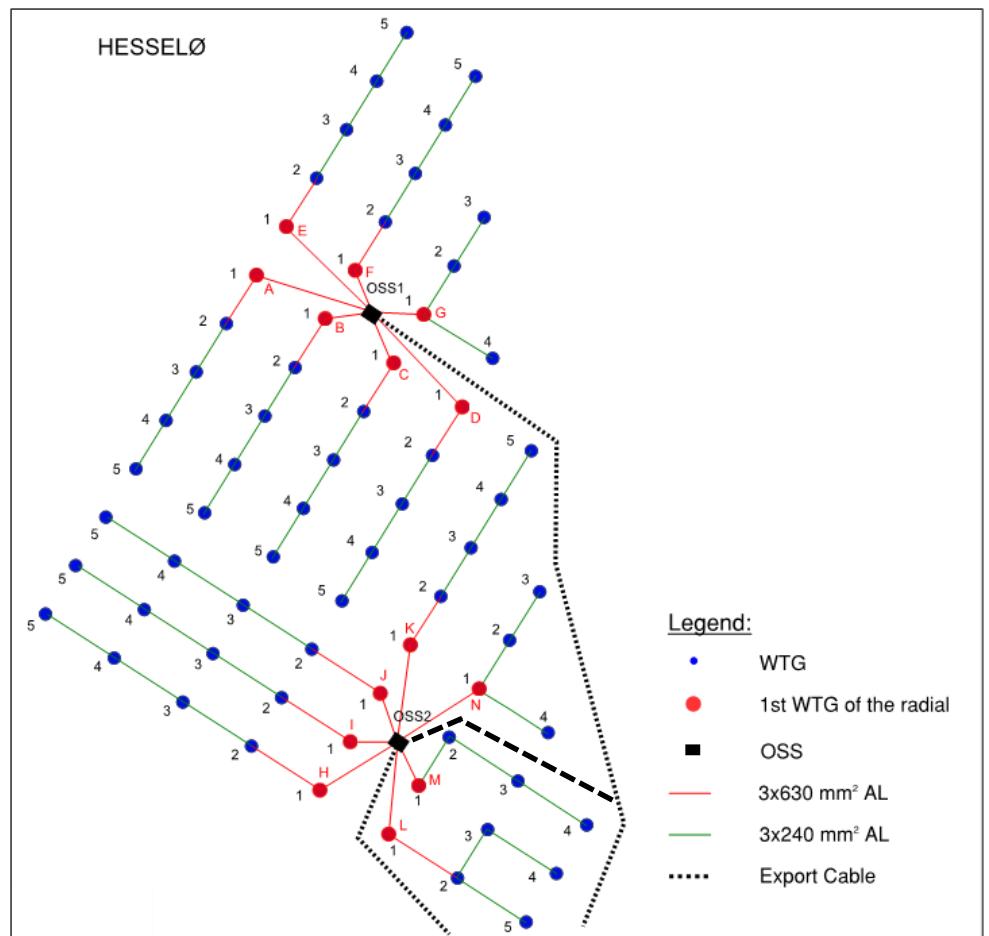
Parklayout er baseret på en konfiguration, som vist på Figur 5-13 og med 2 stk. havbaserede transformerplatforme placeret i hhv. den nordlige del og i den sydlige del af parken.



Figur 5-13 Hesselø - Parklayout

5.2.2.2 Arraykabel topologi

Der etableres 66 kV arraykabler mellem møllerne og mellem møller og transformerplatforme i henhold til Figur 5-14



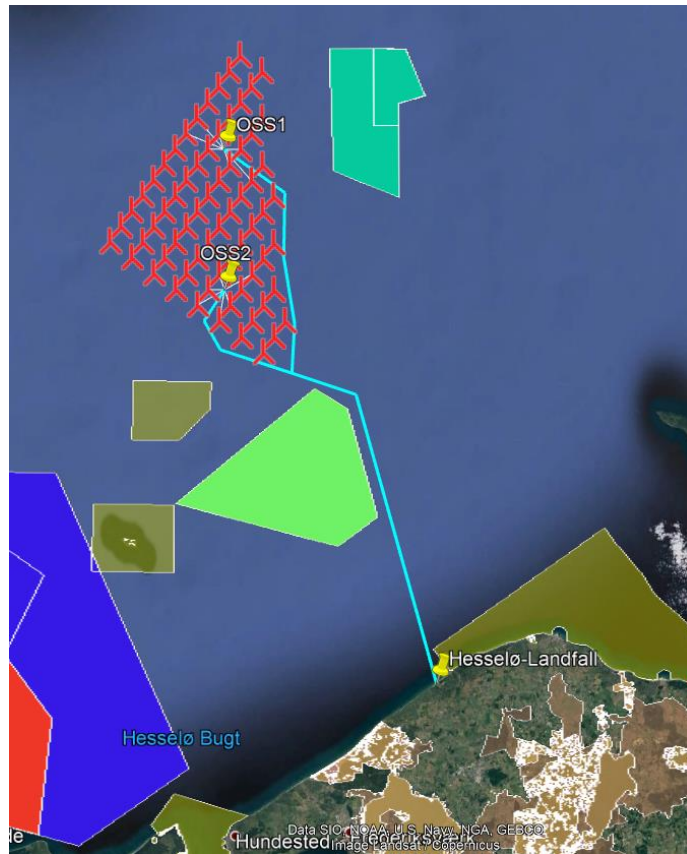
Figur 5-14 Hesselø – Parklayout, arraykabel topologi

5.2.2.3 Eksportsøkabel scenarie 1 (Gørløse)

Der etableres 220 kV eksport søkabler 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 det militære skydeområde (markeret grønt) beliggende øst for Hesselø. Linjeføring fremgår af Figur 5-15

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 5-15 Hesselø – Parklayout, eksportsøkabel 1 korridor (Gørløse)

5.2.2.4 Eksportsøkabel scenarie 2 (Kyndby)

Linjeføringen for eksportsøkablerne til Hovedstation Kyndby er valgt således, at kablerne føres mellem Hesselø og militærområdet øst herfor. Linjeføring fremgår af Figur 5-16.



Figur 5-16 Hesselø – Parklayout, eksportskabel 2 (Kyndby)

Linjeføringen krydser Natura 2000 område nr. 153 for havet og kysten mellem Hundested og Rørvig. I området ved Isefjords udmunding er der to marine naturtyper på udpegningsgrundlaget; sandbanke og bugt. De store lavvandede områder er delvis dækket af ålegræs ud til en dybde på omkring 4-5 meter, men bestanden er over store områder meget tynd. Under isvintre samles store flokke af edderfugle og dykænder i området. Kabellægning igennem de omtalte naturtyper vil i begge områder sandsynligvis ikke påvirke deres bevaringsstatus væsentligt. Der vil dog være markante fysiske forstyrrelser i korridoren i anlægsfasen, og i området omkring Hesselø kan man risikere at forstyrre sælbestandene i anlægsfasen. Det gør sig også gældende for edderfugle i Isefjorden. 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 militærrområde i Isefjorden. Såfremt der i dialog med Forsvaret kan aftales en kort periode hvori kablerne kan nedlægges, forventes en sådan kabelrute ikke at karambolere med Forsvarets aktiviteter i øvelsesområdet. Det har dog 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 ilandføringskompenseringsstation i samme område (Halsnæs).

5.2.3 Fælles forhold for begge parklayout

5.2.3.1 Arraykabler

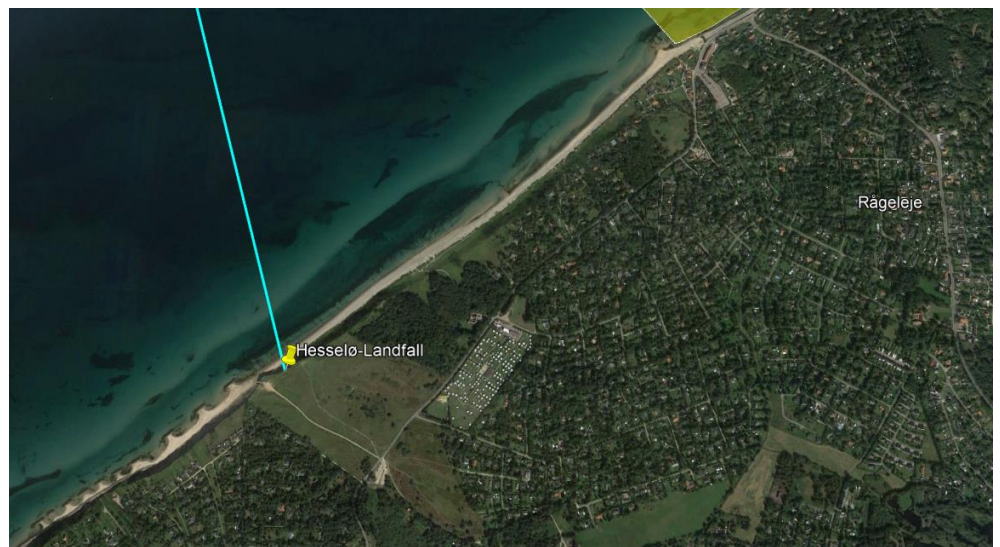
Arraykabler antages installeret ved udlægning på havbunden, hvorefter de spules ned i havbunden til en dybde på ca. 1,5-2 m.

5.2.3.2 Eksportsøkabler

Eksportkabler antages installeret ved nedpløjning til en dybde på ca. 1,5-2 m.

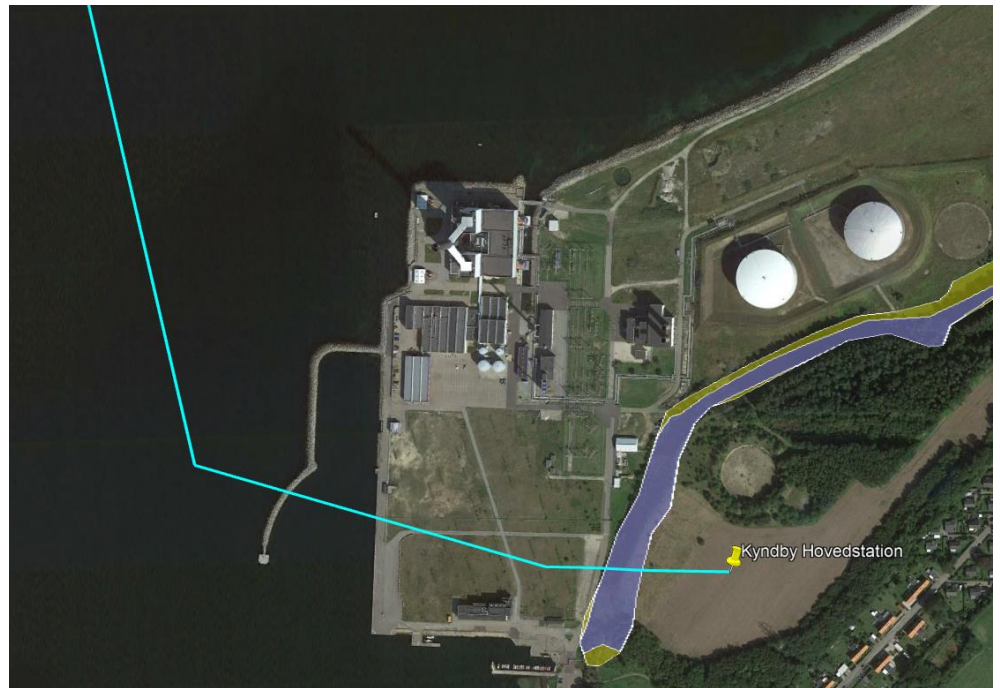
5.2.3.3 Ilandføring

For scenarie 1 er punktet for ilandføring valgt til at være i området mellem Rågeleje og Vejby Strand (Figur 5-17). Kyststrækningen er bestående af sandstrand og er let tilgængelig, men området er tæt bebygget med fritidshuse, hvilket betyder, at specielle forhold kan gøre sig gældende i forbindelse med ilandføring. Der bør desuden tages højde for, at der skal afsættes plads til en ilandføringsstation, hvilket kan være en udfordring i dette område.



Figur 5-17 Hesselø - Ilandføring sydvest for Rågeleje

For scenarie 2 er punktet for ilandføring valgt til at være i området ved Kyndbyværket, således at det landbaserede eksportkabel bliver så kort som muligt. (Figur 5-18)



Figur 5-18 Hesselø - Ilandføring ved Kyndbyværket

5.2.4 Loadflow

Der er foretaget en simplificeret loadflow beregning for fastlæggelse af effekttab i arraykablerne. Beregningerne for effekttab er summeret i nedenstående Tabel 5-4. Tabene i eksportsystemet fremgår af Tabel 4-2. De samlede årlige effekttab i elsystemet fremgår af Tabel 5-4.

Effekttab	Parklayout
Installeret effekt [MW]	1005
Samlet arraykabel tab [MW]	7,5
Effekt leveret [MW] ⁵	997,5

Tabel 5-4 Hesselø - Effekttabsberegning

5.2.5 Kablesystemer

Som basis for loadflow beregninger samt kostestimater er længden og størrelsen af kablesystemerne bestemt ud fra kablernes rute og tillagt 1,5% for usikkerhed samt 50 m per vindmølle. De totale kabellængder er summeret i nedenstående Tabel 5-5.

⁵ Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne i havbaseret transformertplatform.

Arraykabler (66 kV)	[km]
3x240 mm ² Al	84
3x630 mm ² Al	56
Eksport søkabler (220 kV)	[km]
Kabelrute Gørløse (gennemsnitlig kabellængde pr. transformerplatform)	50
Kabelrute Kyndby (gennemsnitlig kabellængde pr. transformerplatform)	77

Tabel 5-5 Hesselø – Kabellængder

5.2.6 Samlede årlige elektriske tab

De samlede årlige elektriske tab i opsamlings- og transmissionssystemet er baseret på summen af tab i arraykabelsystemerne samt i eksportsystemet frem til tilslutningspunktet. De samlede årlige tab i arraykabelsystemet er beregnet på baggrund produktionsprofilen for Hesselø. De samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for Anholt. De samlede årlige effekttab i elsystemet fremgår af Tabel 5-6.

Samlede årlige effekttab	Parklayout	
	Gørløse	Kyndby
Arraykabler [GWh/år]	32	32
Eksportsystem [GWh/år]	121	110
Sum [GWh/år]	153	142

Tabel 5-6 Hesselø – Samlede årlige effekttab i elsystemet

5.3 Kriegers Flak

Kriegers Flak havmøllepark indgår i undersøgelsen med en samlet kapacitet på 1 GW og 67 møller fordelt på to lokationer (KF Nord og KF Syd), men udviklet under samme projekt. Det overordnede layout for Kriegers Flak fremgår af Figur 5-19

5.3.1 Overordnet parklayout

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 to 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.



Figur 5-19 Kriegers Flak - Overordnet parklayout

5.3.2 Parklayout

5.3.2.1 Generelt

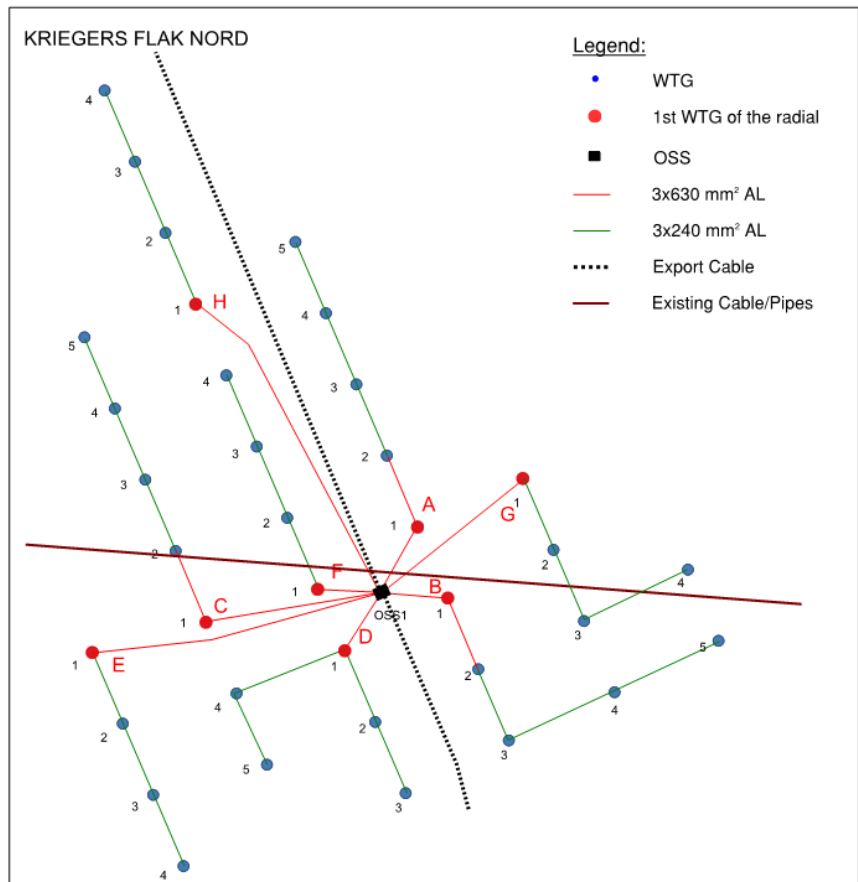
Parklayout er baseret på en konfiguration med møller og transformerplatforme placeret i både den nordlige og sydlige sektor. Figur 5-20 angiver placeringen af møller samt havbaserede transformerplatforme.



Figur 5-20 Kriegers Flak, Parklayout KF Nord og KF Syd

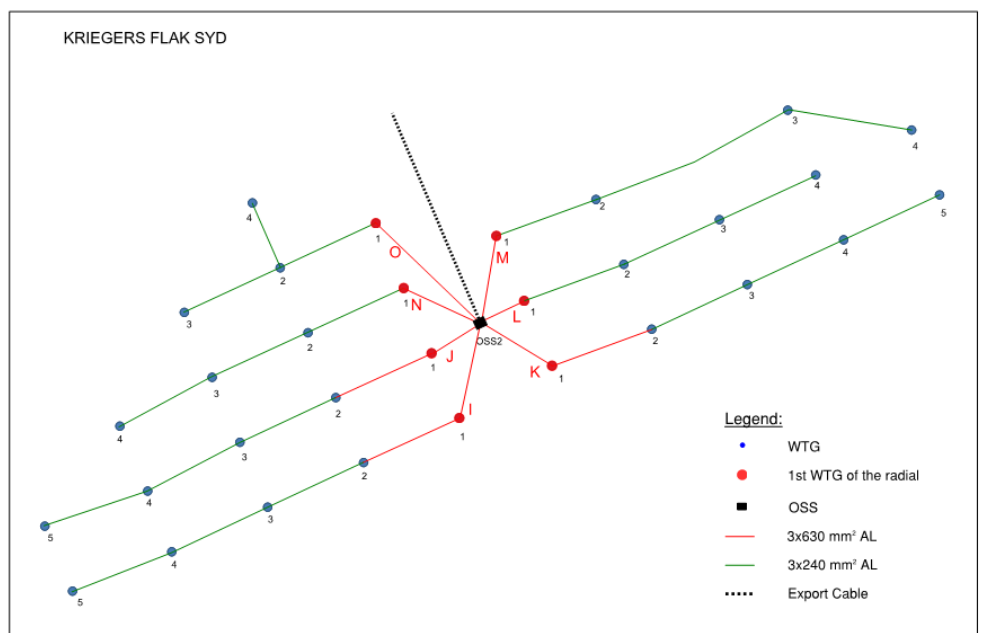
5.3.2.2 Arraykabel topologi

Der etableres 66 kV arraykabler mellem møllerne og mellem møller og transformerplatform i henhold til Figur 5-21



Figur 5-21 Kriegers Flak, Parklayout Nord

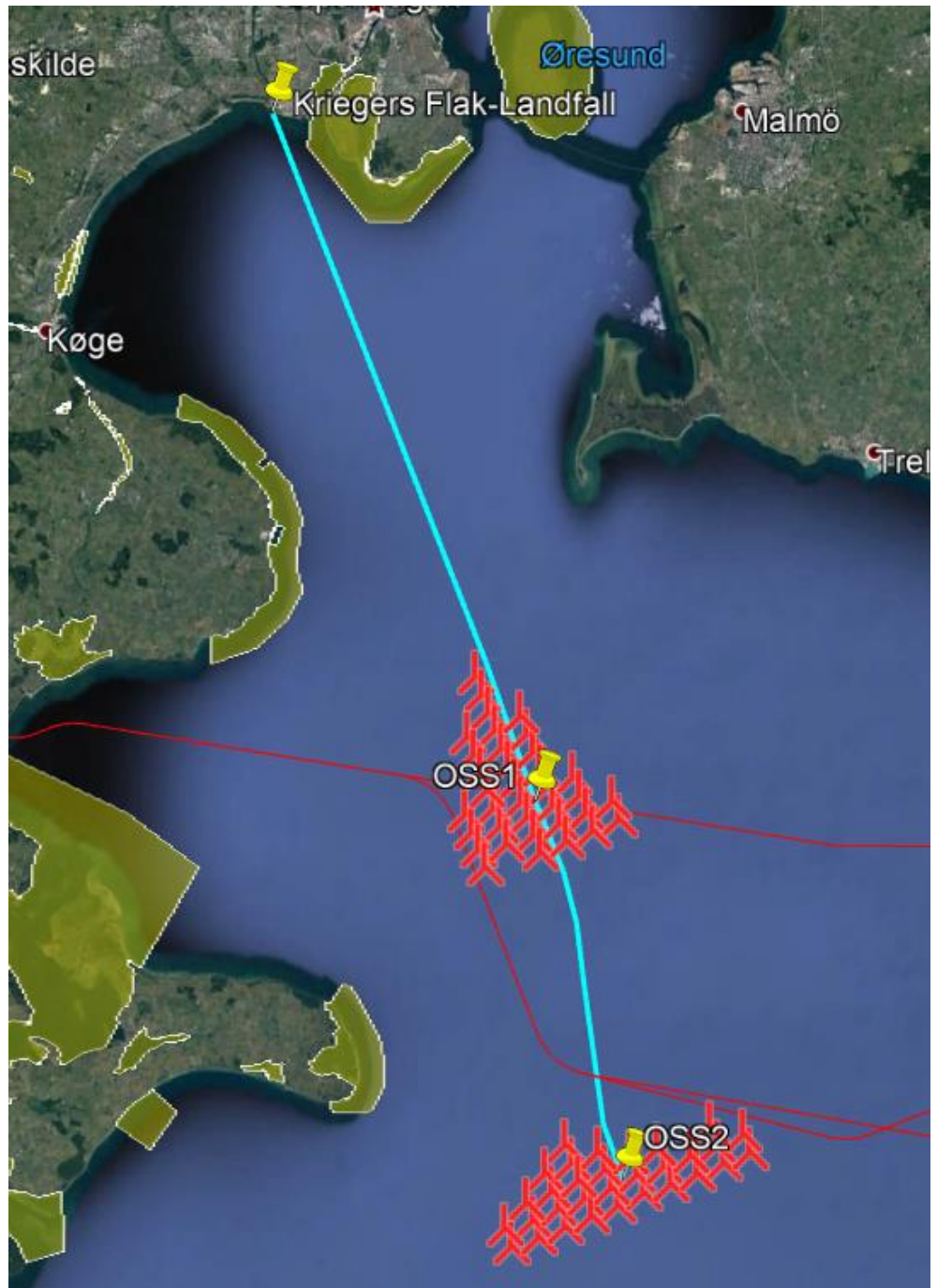
Arraykablerne i den nordlige del (KF Nord) af området krydser eksisterende søkabler i syv punkter. Det antages, at arraykablerne føres over de eksisterende kabler og beskyttes med stenvold (Rock berm).



Figur 5-22 Kriegers Flak, Parklayout Syd

5.3.2.3 Eksportsøkabel

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 5-23.



Figur 5-23 Kriegers Flak, Parklayout – Eksportsøkabel

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).

5.3.3 Fælles forhold for begge parklayout

5.3.3.1 Arraykabler

Arraykabler forventes installeret ved udlægning på havbunden, hvorefter de spules ned i havbunden til en dybde på ca. 1,5-2 m.

5.3.3.2 Eksportsøkabler

Eksportkabler forventes installeret ved nedpløjning til en dybde på ca. 1,5-2 m.

5.3.3.3 Ilandføring

Kriegers Flak forventes tilsluttet Hovedstation Brøndbygård. Punktet for ilandføring er i dette studie valgt til at være i området ved Avedøre Holme. (Figur 5-24).



Figur 5-24 Kriegers Flak - Ilandføring ved Avedøre Holme

5.3.4 Loadflow

Der er foretaget en simplificeret loadflow beregning for fastlæggelse af effekttab i arraykablerne. Beregningerne er foretaget for de 2 parker KF Nord og KF Syd. Beregningerne for effekttab er summeret i nedenstående Tabel 5-7. Tabene i eksportsystemet fremgår af Tabel 4-2. De samlede årlige effekttab i elsystemet fremgår af Tabel 5-7.

Effekttab	Parklayout
Installeret effekt [MW]	1005
Samlet arraykabel tab [MW]	6,9
Effekt leveret [MW] ⁶	998,1

Tabel 5-7 Effekttabsberegning – Kriegers Flak

⁶ Samlet maksimaleffekt leveret på 66 kV samleskinne i havbaseret transformerplatform.

5.3.5 Kabelsystemer

Som basis for loadflow beregninger samt kostestimater er længden og størrelsen af kabelsystemerne bestemt ud fra kablernes rute og tillagt 1,5% for usikkerhed samt 50 m per vindmølle. De totale kabellængder er summeret i nedenstående

Tabel 5-8.

Arraykabler (66 kV)	[km]
3x240 mm ² Al	89
3x630 mm ² Al	49
Eksport søkabler (220 kV)	
Kabelrute OSS1 – OSS2	29
Kabelrute OSS 1 til ilandføring (2 stk. eksportkabler)	55

Tabel 5-8 Kriegers Flak - Kabellængder

Med en samlet eksportkabelrute på ca. 29+55 km må det påregnes, at der skal udføres kapacitiv kompensering på OSS 1.

5.3.6 Samlede årlige elektriske tab

De samlede årlige elektriske tab i opsamlings- og transmissionssystemet er baseret på summen af tab i arraykabelsystemerne samt i eksportsystemet frem til tilslutningspunktet. De samlede årlige tab i arraykabelsystemet er beregnet på baggrund produktionsprofilen for Kriegers Flak. De samlede årlige tab i eksportsystemet, oplyst af Energinet, er beregnet på baggrund af produktionsprofilen for Anholt. De samlede årlige effekttab i elsystemet fremgår af Tabel 5-9.

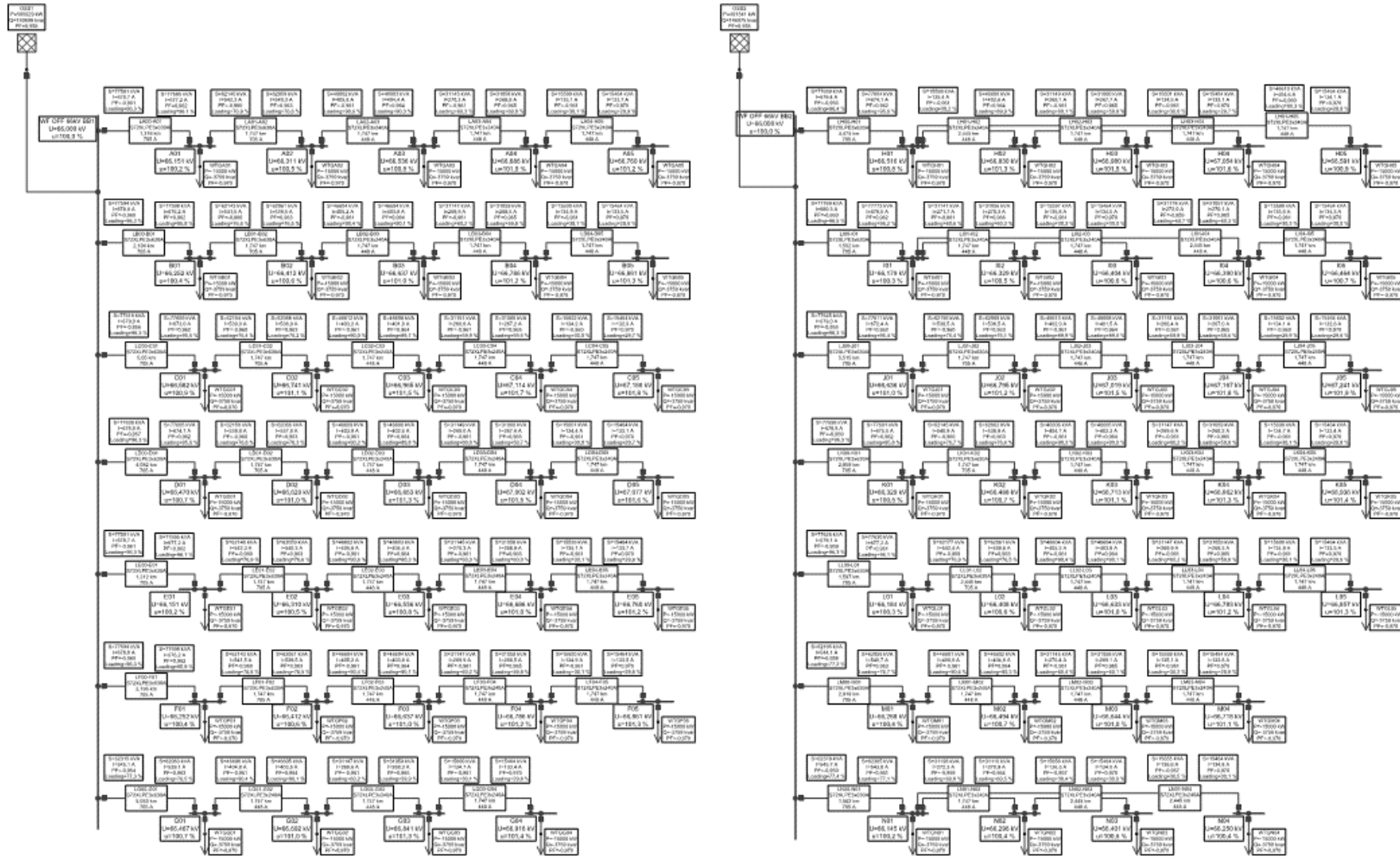
Samlede årlige effekttab	Parklayout
Arraykabler [GWh/år]	30
Eksportsystem [GWh/år]	108
Sum [GWh/år]	138

Tabel 5-9 Effekttabsberegning – Samlede årlige effekttab i elsystemet

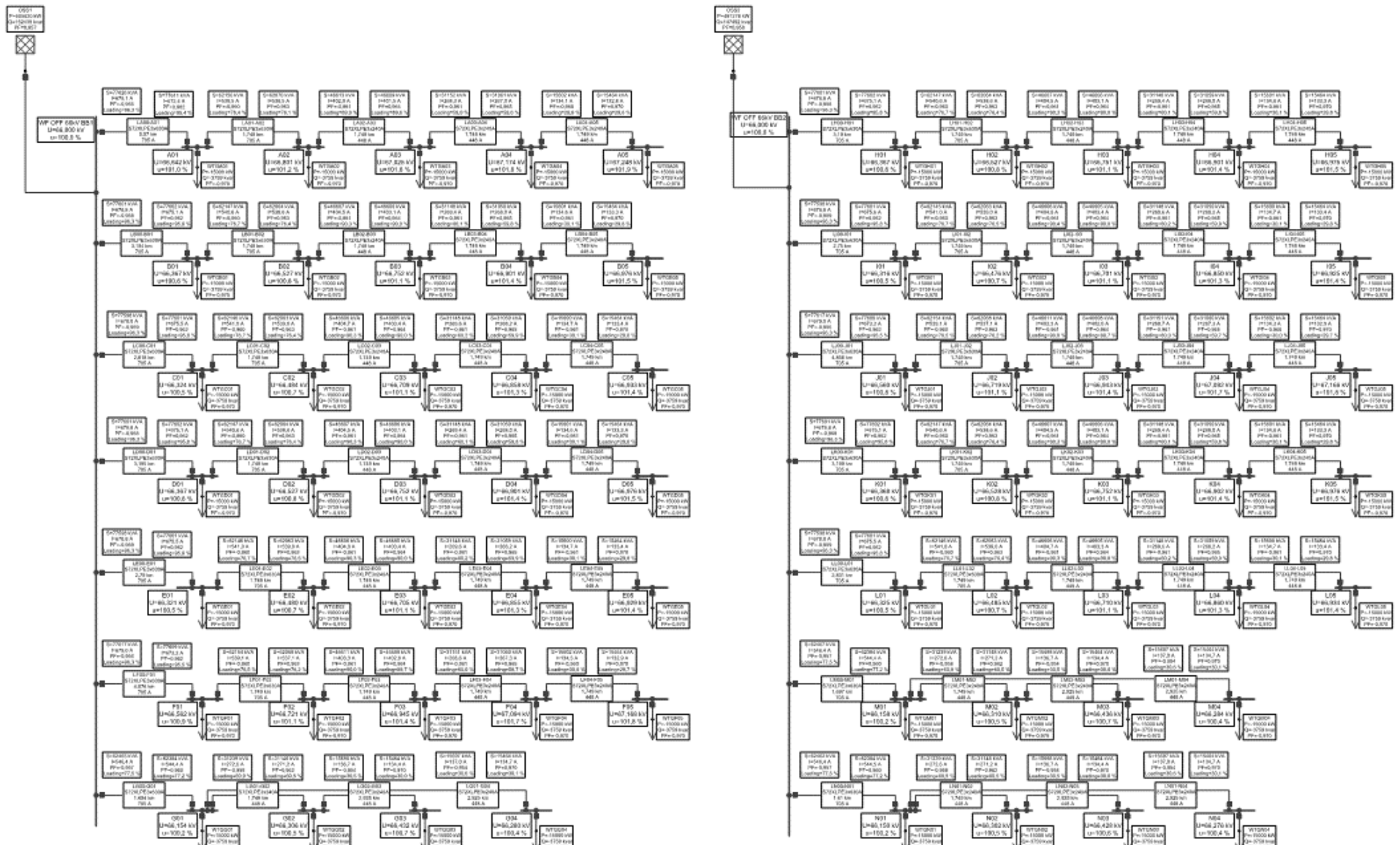
6 Referencer

- Ref. /1/ Dok. 19/12364-6 Finscreening. Konsekvenser ved indpasning af op til 5 GW havvind i Danmark frem til 2030
- Ref. /2/ A_17-15324-2 notat vedrørende havmøller
Energinet, 22 November 2017
- Ref. /3/ E_17-15324-13 Udgifter og betalingstidspunkter
Energinet –26 April 2018
- Ref. /4/ D_17-15324-12 Omkostningsoverslag for nettilslutning
Energinet, 8. Marts 2018
- Ref. /5/ C_17-15324-8 Opdateret bestilling om omkostninger
Energinet. 4. December 2017
- Ref. /6/ B_17-15324-3 Afledte net-effekter ved politiske VE-udviklinger
Energinet, 24 November 2017
- Ref. /7/ Reinvesterings- Udbygnings- og Saneringsplan 2017
Energinet
- Ref. /8/ Bilagsrapport med projektbeskrivelser - RUS-plan 2017
Energinet
- Ref. /9/ <https://corporate.vattenfall.dk/vores-vindmoller-i-danmark/vindprojekter/vesterhav-syd/om-vesterhav-syd/>

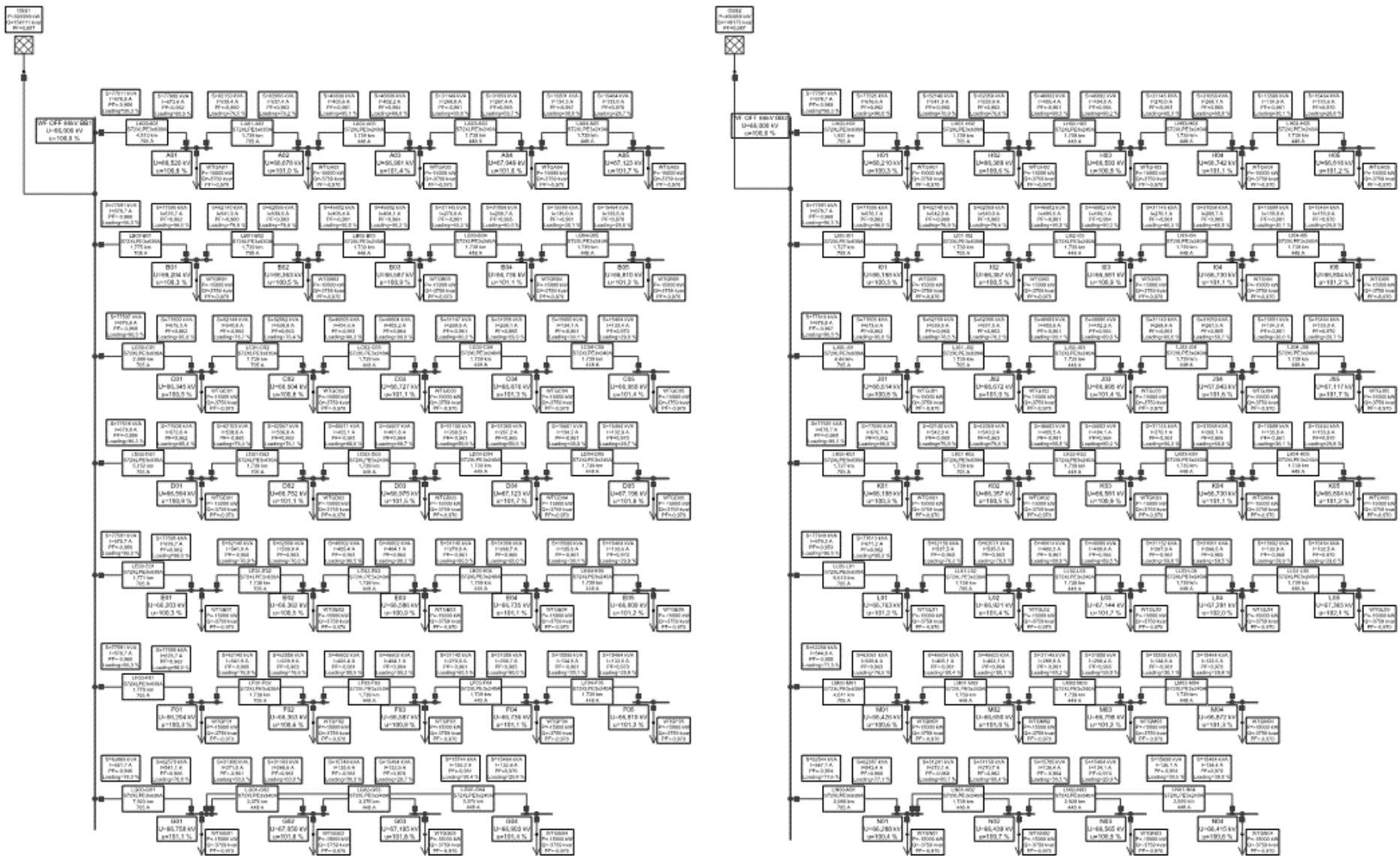
Appendix A NEPLAN - fuldlastberegninger



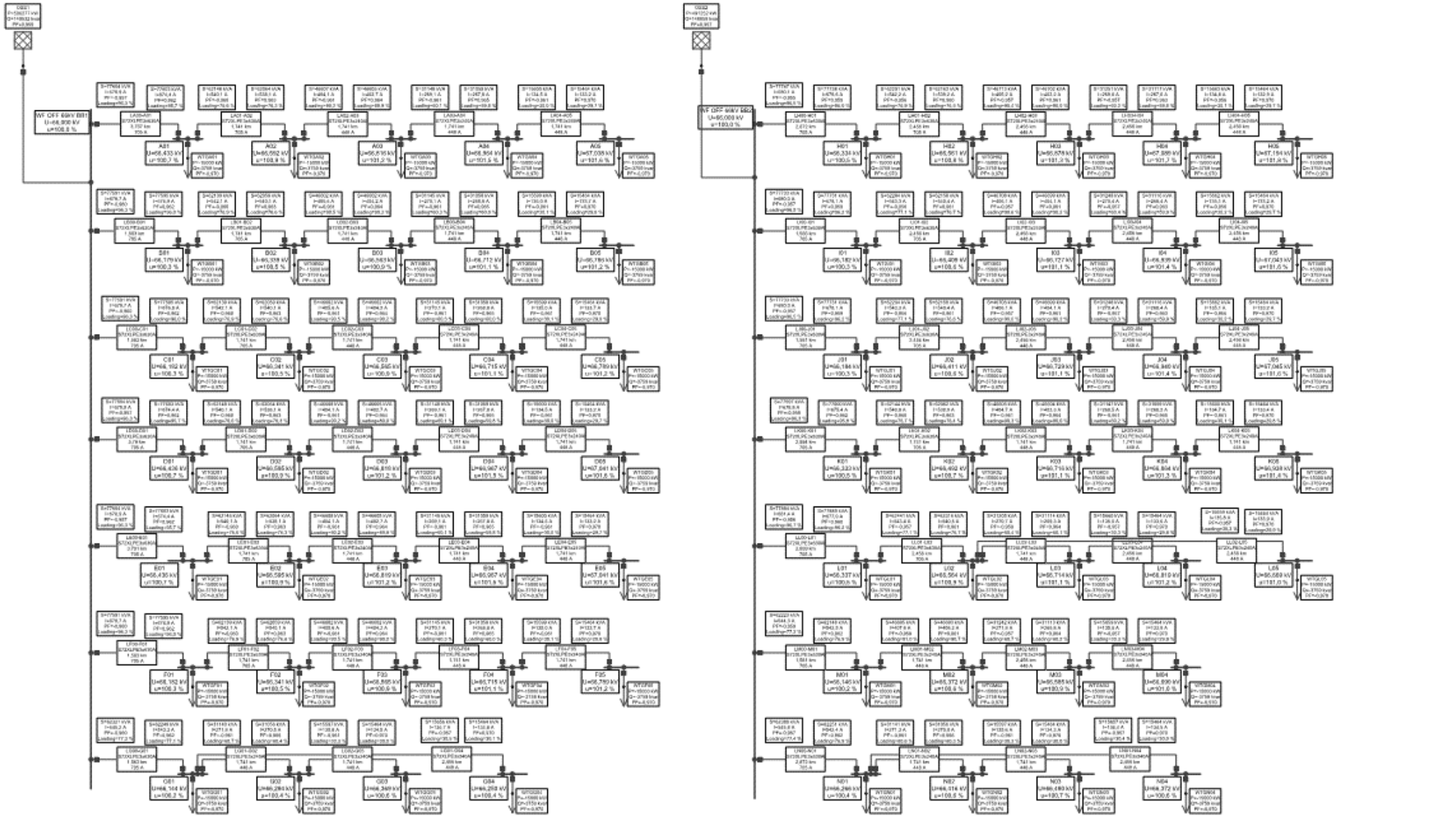
NORDSØEN I - LAYOUT 1

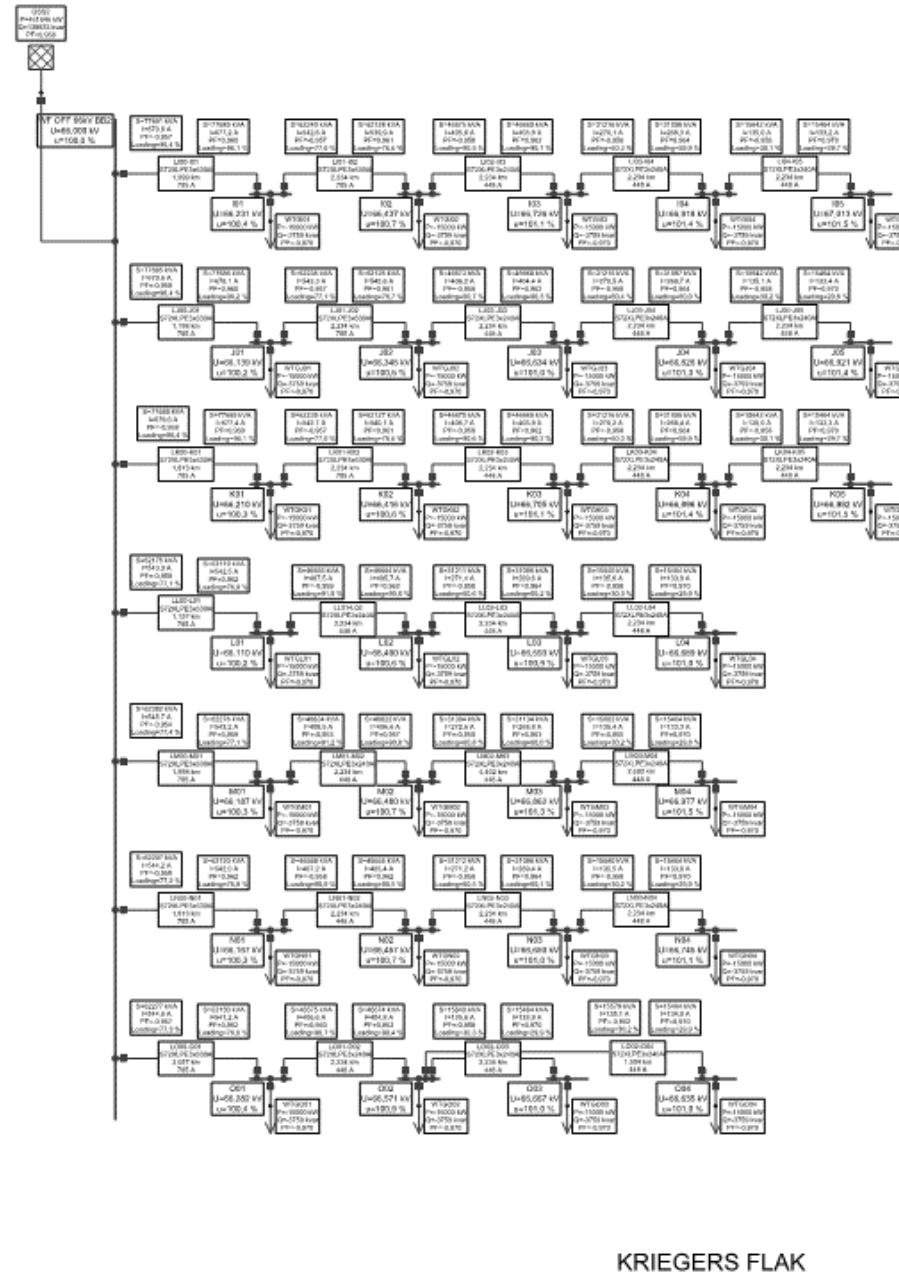
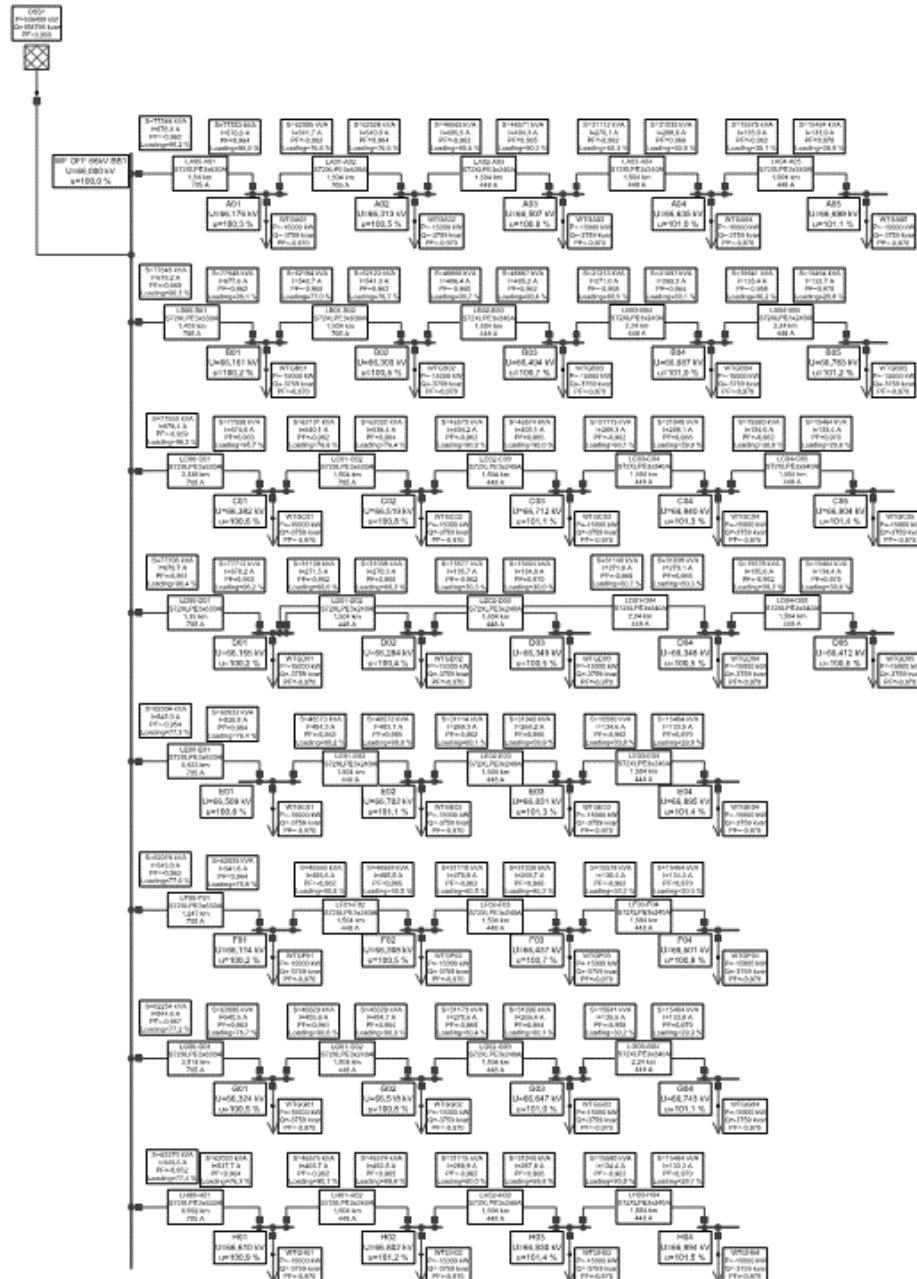


NORDSØEN I - LAYOUT 2



NORDSØEN I - LAYOUT 3





KRIGERS FLAK