

APRIL 2021
ENERGISTYRELSEN

NOTAT VEDR. BEREGNING AF CAPEX OG LCOE FOR 3 GW VINDMØLLEPARKKONFIGURATIONER – NORDSØEN II & III



APRIL 2021
ENERGISTYRELSEN

NOTAT VEDR. BEREGNING AF CAPEX OG LCOE FOR 3 GW VINDMØLLEPARKKONFIGURATIONER – NORDSØEN II & III

PROJEKTNR.

A209704

DOKUMENTNR.

A209704-002

VERSION

06

UDGIVELSESDATO

16-04-2021

BESKRIVELSE

Endelig udgave

UDARBEJDET

KELA, GNLO

KONTROLLERET

LVHA

GODKENDT

LVHA

INDHOLD

1	Forkortelser	7
2	Referencer	8
3	Indledning	9
3.1	Generelle forudsætninger	10
4	Opsummering og konklusion	12
4.1	Konklusion	12
5	Havbundsforhold og miljø	14
5.1	Havbundsfohold	14
5.2	Miljø	14
6	Vindressource, layouts og energiproduktion	15
6.1	Scenarie 1a	15
6.2	Scenarie 2a	16
6.3	Scenarie 2b	16
6.4	Scenarie 2c	17
6.5	Scenarie 3a	18
6.6	Scenarie 3b	19
6.7	Scenarie 3c	19
6.8	Scenarie 4a	20
6.9	Scenarie 4b	21
6.10	Scenarie 5a, 5b	21
6.11	Scenarie 6a, 6b og 6c	22
6.12	Produktionsestimater	23
7	Elektriske transmissionsanlæg	24
7.1	Elektrisk konfiguration 1 GW transmissionsanlæg	24
7.2	Elektrisk konfiguration for 1,5 GW transmissionsanlæg	26

8	Årlig energiproduktion	27
9	Omkostninger	29
9.1	Investeringsomkostninger	29
9.2	Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger	39
10	Økonomisk rangordning	41

1 Forkortelser

Følgende forkortelser er anvendt i denne rapport:

AEP	Annual Energy Production
DK1	Transmissionsnettet i Jylland
GIS	Gas Insulated Switchgear
kV	Kilo Volt (1.000 V)
LCoE	Levelized Cost of Energy
MW	Mega Watt (Aktive effekt)
MVar	Mega Var (Reaktiv effekt)
NL	Holland
OSS	Offshore Substation (Havbaseret transformerstation)
SR	Shunt Reaktor (Kompensering af kabelanlægs kapacitet)
TSNET	Landbaseret Transformerstation, (Energinet)
TSKY	Kystnær Transformerstation, (Vindmøllepark)
TSVP	Landbaseret Transformerstation ved TSNET, (Vindmøllepark)
TSO	Transmissions System Operatør
WTG	Wind Turbine Generator (hele vindmøllen med fundament)
II+III+Vest	Nordsøen II+III samt området vest for Nordsø II + III

2 Referencer

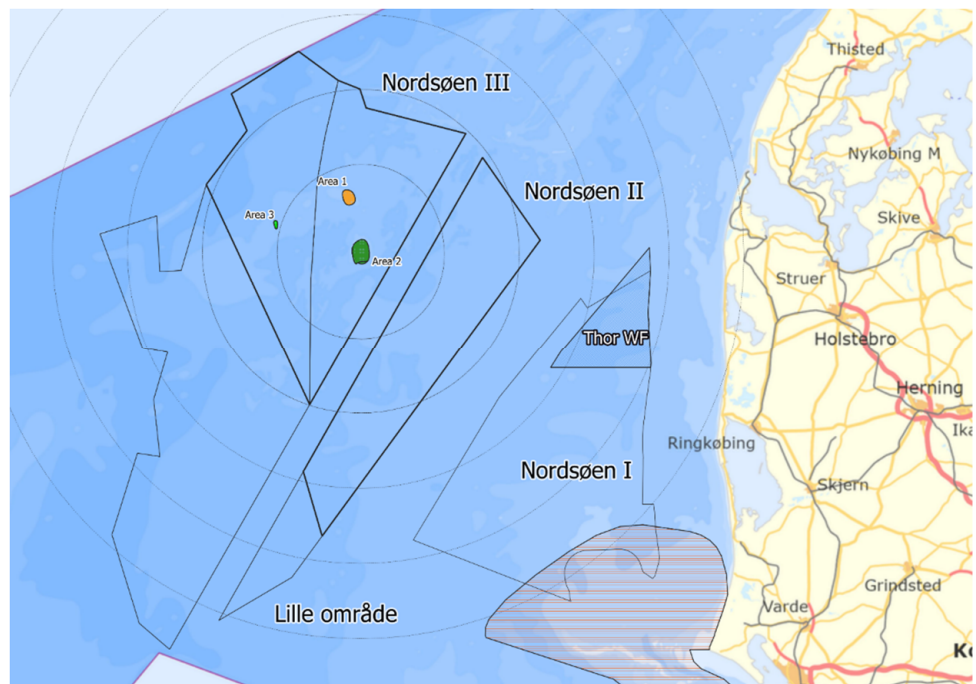
Denne rapport er udarbejdet på baggrund af tidligere udførte "Maj 2020 - finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til energiø/hub" og "Tillæg til finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til energiø/hub". Der refereres i denne rapport til følgende dokumenter:

- Ref. /1/ A209704-1 – Cost benefit analyse og klimaaftryk af energiøer i Nordsøen og Østersøen
- Ref. /2/ A132994-2-0 - Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til energiø/hub
- Ref. /3/ A132994-2-1 - Miljø og planmæssige forhold for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest Nordsø II + III
- Ref. /4/ A132994-2-2 – Havbund og geologiske forhold for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest Nordsø II + III
- Ref. /5/ A132994-2-3 – Vindressource, layouts og energiproduktion for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest Nordsø II + III
- Ref. /6/ A132994-2-4 – Elektriske systemer for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest Nordsø II + III
- Ref. /7/ A132994-2-3 – Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til energiø/hub
- Ref. /8/ A209800-1-0 – Tillæg til finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til energiø/hub

3 Indledning

Med baggrund i tidligere studier vedr. etablering af op til 10 GW vindmølleparker i Nordsøen har Energistyrelsen valgt, at der skal foretages en vurdering af forskellige 3 GW scenarier placeret i de nordøstlige dele af Nordsøen. Nærværende studie skal resultere i fastlæggelse af LCoE for nedenstående scenarier. De beregnede LCoE for parkkonfigurationerne skal hovedsageligt anvendes til sammenligning og rangordning af de forskellige scenarier.

Dette studie er baseret på udnyttelse af et afgrænset område i det nordvestlige Nordsøen II og III angivet på Figur 3-1.



Figur 3-1: Overblik over de prioriterede områder anvendt i nærværende studie.

Nærværende studie omfatter følgende scenarier:

1a	Nordsøen III – 3 x 1 GW ¹	2 GW til DK1 og 1 GW til NL
2a	Nordsøen III – 3 x 1 GW ²	2 GW til DK1 og 1 GW til NL
2b	Nordsøen III – 2 GW + 1 GW	2 GW til DK1 og 1 GW til NL
2c	Nordsøen III – 1 x 3 GW	2 GW til DK1 og 1 GW til NL
3a	Nordsøen II – 3 x 1 GW	2 GW til DK1 og 1 GW til NL
3b	Nordsøen II – 2 GW + 1 GW	2 GW til DK1 og 1 GW til NL
3c	Nordsøen II – 1 x 3 GW	2 GW til DK1 og 1 GW til NL
4a	Nordsøen III – 1 x 3 GW energjø	2 GW til DK1 og 1 GW til NL
4b	Nordsøen III – 2 GW + 1 GW energjø	2 GW til DK1 og 1 GW til NL
5a	Nordsøen II + III – 1 GW + 2GW OSS	2 GW til DK1 og 1 GW til NL
5b	Nordsøen II + III – 1 GW OSS + 2GW Inddæmmet ø	2 GW til DK1 og 1 GW til NL
6a	2 x 1,5 GW HVDC platformsløsning	1,5 GW til DK1 og 1,5 GW til NL
6b	1x1,5 GW HVDC platformsløsning og 1,5 GW tilsluttet inddæmmet ø	1,5 GW til DK1 og 1,5 GW til NL
6c	2x1,5 GW tilsluttet inddæmmet ø	1,5 GW til DK1 og 1,5 GW til NL

Tabel 3-1: Oversigt over analyserede scenarier.

3.1 Generelle forudsætninger

Generelt for dette studie gælder samme antagelser og forudsætninger som i tidligere studier dog med følgende præciseringer:

- > Scenarierne 1a og 2a er baseret på de oprindelige studier fra maj 2020 (Ref. /7/) og september 2020 (Ref. /8/), hvor transmissionssystemet er placeret på en energjø.
- > Der er ikke foretaget yderligere undersøgelser i forhold til havbund og miljø i dette studie. I forbindelse med fastlæggelse af CAPEX er havdybder anvendt til fastlæggelse af fundament priser.
- > De elektriske systemer anvendt i denne analyse for scenarierne 1, 2 og 3 er baseret på havbaserede HVDC-platforme med transmissionskapacitet på 1 GW.

¹ Dette scenarie er detaljeret i Finscreening analysen fra maj 2020 (Ref. /7/)

² Dette scenarie er detaljeret i Finscreening analysen fra september 2020 (Ref. /8/)

- > De elektriske systemer anvendt i denne analyse for scenarie 4 er baseret på en løsning med anvendelse af inddæmmede ø. Transmissionskapacitet pr. system er som i tidligere studier på 1 GW med tilslutning til DK1 og NL.
- > De elektriske systemer anvendt i denne analyse for scenarie 5 er baseret på en kombineret løsning med anvendelse af både platform og inddæmmede ø. Transmissionskapacitet pr. system er som i tidligere studier på 1 GW med tilslutning til DK1 og NL.
- > De elektriske systemer anvendt i denne analyse for scenarie 6 er baseret på en kombineret løsning med anvendelse af både platform og inddæmmede ø. Transmissionskapacitet pr. system i dette scenarie er på 2 x 1,5 GW med tilslutning til DK1 og NL.

4 Opsummering og konklusion

I nærværende studie er der foretaget beregning af AEP og LCoE for forskellige vindmølleparkscenarier alle med konfigurationer med en samlet installeret kapacitet på 3 GW. De beregnede LCoE tal har til formål at danne grundlag for økonomisk sammenligning af de forskellige scenarier.

AEP og LCoE for scenarierne 1a og 2a er de oprindelige beregnede tal fra 2020. AEP og LCoE for scenarierne 1,2 og 3 er baseret på HVDC transformerplatforme. AEP og LCoE for scenarie 4 er baseret på en inddæmmet ø (caisson baseret). AEP og LCoE for scenarie 5a er baseret på en løsning med 3 stk. 1 GW havbase-rede transformerstationer.

AEP og LCoE for scenarie 5b er baseret på kombineret løsning med 1 GW havbase-rede transformerstation og 2 GW transmissionsanlæg placeret på inddæmmet ø (caisson baseret).

CAPEX for scenarie 6 er baseret på løsning med 1,5 GW transmissionssystemer med forbindelse til DK1 og NL.

4.1 Konklusion

De beregnede LCoE tal fremgår af Tabel 4-1.

Scenarie	SITE/LAYOUT	(DKK/ kWh)	(DKK/ MWh)	(EUR/ MWh)
3b	Nordsøen II – 2 GW + 1 GW - OSS	0,46	462	62,0
3c	Nordsøen II – 1 x 3 GW - OSS	0,46	464	62,3
3a	Nordsøen II – 3 x 1 GW - OSS	0,47	465	62,4
2c	Nordsøen III – 1 x 3 GW - OSS	0,47	475	63,7
2b	Nordsøen III - 2 GW + 1 GW - OSS	0,48	475	63,8
4b	Nordsøen III - 2 GW + 1 GW - Energiø	0,48	479	64,3
4a	Nordsøen III – 1 x 3 GW - Energiø	0,48	479	64,3
2a	Nordsøen III – 3 x 1 GW - OSS	0,48	481	64,6
5a	Nordsøen II + III – 1 GW + 2GW OSS	0,48	483	64,8
1a	Nordsøen III - 3 x 1 GW - OSS	0,48	483	64,9
5b	Nordsøen II + III – 1 GW OSS + 2GW Energiø	0,50	502	67,4

Tabel 4-1: Rangordning af havvindmølleparker ud fra levetidsomkostningerne.

I tidligere versioner af denne rapport rangerede scenarierne 1a og 2a højt med laveste LCoE, men med korrigerede etableringsomkostninger relateret til inddæmmed energiø tilsvarende scenarie 4 ændrede rangordningen sig.

Der er i forbindelse med scenarierne 6a, b og c beregnet CAPEX på anlægsomkostningerne, hvilket fremgår af Tabel 4-2. Scenarierne 6a, b og c er baseret på 2x1,5 GW tilsluttet DK1 med 1,5 GW og NL med 1,5 GW.

Scenarie	SITE/LAYOUT	Total [DKK]
6a	Nordsøen III, 3 GW – OSS_DKNL	54.418.955
6b	Nordsøen III, 3 GW – OSS/Ø_DKNL	59.080.777
6c	Nordsøen III, 3 GW – Ø_DKNL	56.397.100
6a - Fase 1	Nordsøen III, 3 GW – OSS_DK	25.652.152
6a - Fase 2	Nordsøen III, 3 GW – OSS_NL	29.444.552
6b - Fase 1	Nordsøen III, 3 GW – OSS_DK	25.625.152
6b - Fase 2	Nordsøen III, 3 GW – Ø_NL	34.106.375
6c - Fase 1	Nordsøen III, 3 GW – Ø_DK	30.497.475
6c - Fase 2	Nordsøen III, 3 GW – Ø_NL	26.368.375

Tabel 4-2 Anlægsomkostninger relateret til scenarie 6 (i 1000 DKK).

Kommentarer til scenarie 6 CAPEX-tal:

6a, b og c: Prisen er den samlede anlægsomkostning for 3 GW med forbindelse til DK1 og NL samt udvekslingsforbindelse.

6a - Fase 1: Prisen er baseret på en 1,5 GW OSS med forbindelse til DK1.

6b - Fase 2: Prisen er baseret på en 1,5 GW OSS med forbindelse til NL inkl. udvekslingsforbindelse til OSS etableret i fase 1.

6b - Fase 1: Prisen er baseret på en 1,5 GW OSS med forbindelse til DK1.

6b - Fase 2: Prisen er baseret på en 1,5 GW Ø med forbindelse til NL inkl. udvekslingsforbindelse til OSS etableret i fase 1.

6c - Fase 1: Prisen er baseret på en 1,5 GW Ø med forbindelse til DK1.

6c - Fase 2: Prisen er baseret på en 1,5 GW vindmøllepark med forbindelse til NL.

5 Havbundsforhold og miljø

5.1 Havbundsforhold

Der er i dette begrænsede studie ikke foretaget yderligere undersøgelser vedr. havbundsforhold. Tidligere studier anvendes udelukkende til fastlæggelse af havdybder for fastlæggelse af CAPEX for møllefundamenter. Havdybder er angivet i Tabel 5-1.

Scenarie	Park	Gennemsnitlig vanddybde (m)
2b	Nordsøen III – 2 GW + 1 GW	38,3
2c	Nordsøen III – 1 x 3 GW	38,2
3a	Nordsøen II – 3 x 1 GW	37,4
3b	Nordsøen II – 2 GW + 1 GW	36,7
3c	Nordsøen II – 1 x 3 GW	36,1
4a, b	Nordsøen III	38,4
5a, b	Nordsøen II	38,1
	Nordsøen III	38,4
6a, b, c	Nordsøen III	38,2

Tabel 5-1: Gennemsnitlig vanddybde for vindmølleparkerne.

5.2 Miljø

Der er i dette studie ikke foretaget yderligere undersøgelser vedr. miljømæssige forhold.

6 Vindressource, layouts og energiproduktion

Antagelserne præsenteret i rapporten fra 2020 Finscreening (Ref. /7/), hvor vindressource, layout og energiproduktion er undersøgt, danner grundlag for undersøgelsen i nærværende afsnit. Screeningen er gentaget med de nye modifikationer for Nordsøen som anmodet af Energistyrelsen. 3 GW-scenarier er opdelt i 3 forskellige layoutkoncepter: stand-alone 3 GW vindmøllepark, 2 GW + 1 GW vindmølleparker og 3 x 1 GW vindmølleparker for både Nordsøen II og III.

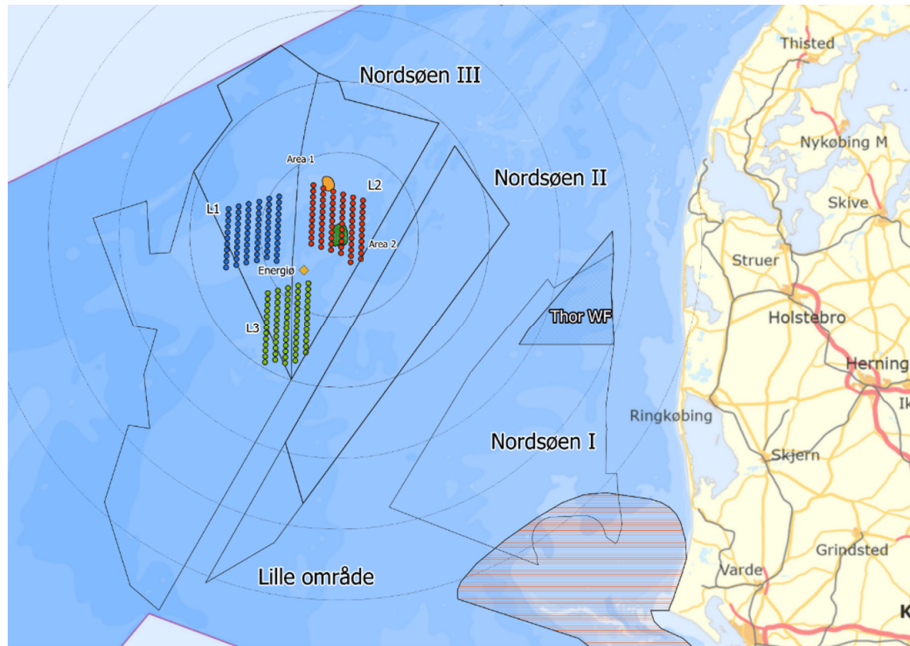
Der er ingen vindmølleparker i drift i nærheden af de vurderede områder. Derfor er de fremlagte beregninger kun relateret til de nye vindmølleparker, der skal installeres.

Forudsætninger for de beskrevne scenarier er opsummeret nedenfor:

- > Vindmølleafstand på 7 x 12 D (rotordiameter) anvendt i de foregående screeninger - vinkelret på hovedvindretningen 7 D og på hovedvindretningen 12 D.
- > Afstanden mellem vindmølleparkerne er 7-8 km for konceptlayoutet 2 + 1 GW og 3 x 1 GW.
- > Alle scenarier overvejer forbindelse til en energiø / hub.
- > AEP-estimering er relativ til hvert specifikt layout, der anvender skyggetab + yderligere tab (ca. 7,8%).
- > Placering af turbiner i dette studie forholder sig ikke til eksisterende ledninger og rør. Det vurderes i forbindelse med beregning af AEP og LCoE, at dette ikke vil have indvirkning på rangordningen.

6.1 Scenarie 1a

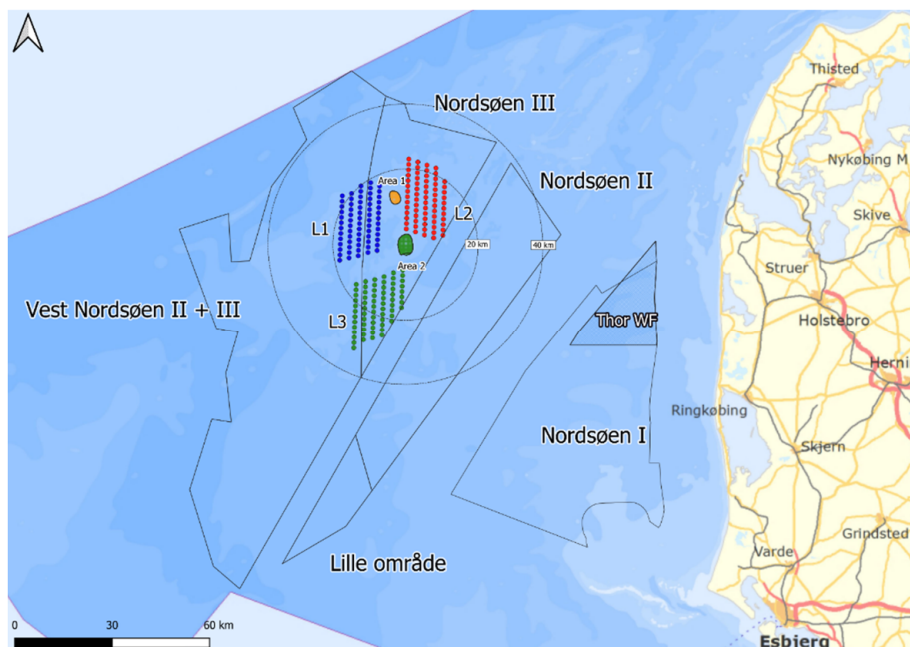
Scenarie 1a er baseret på eksisterende layout og data for 3x1 GW vindmølleparker (Figur 6-1) udarbejdet maj 2020. Transmissionssystemet er baseret på en energiø-løsning. For flere detaljer henvises der til afsnit 7 og Bilag A.



Figur 6-1: Placering af møllerne i scenarie 1a.

6.2 Scenarie 2a

Scenarie 2a er baseret på eksisterende layout og data for 3x1 GW vindmølleparker (Figur 6-1) udarbejdet september 2020. Transmissionssystemet er baseret på en energiløsning. For flere detaljer henvises der til Ref. /8/.

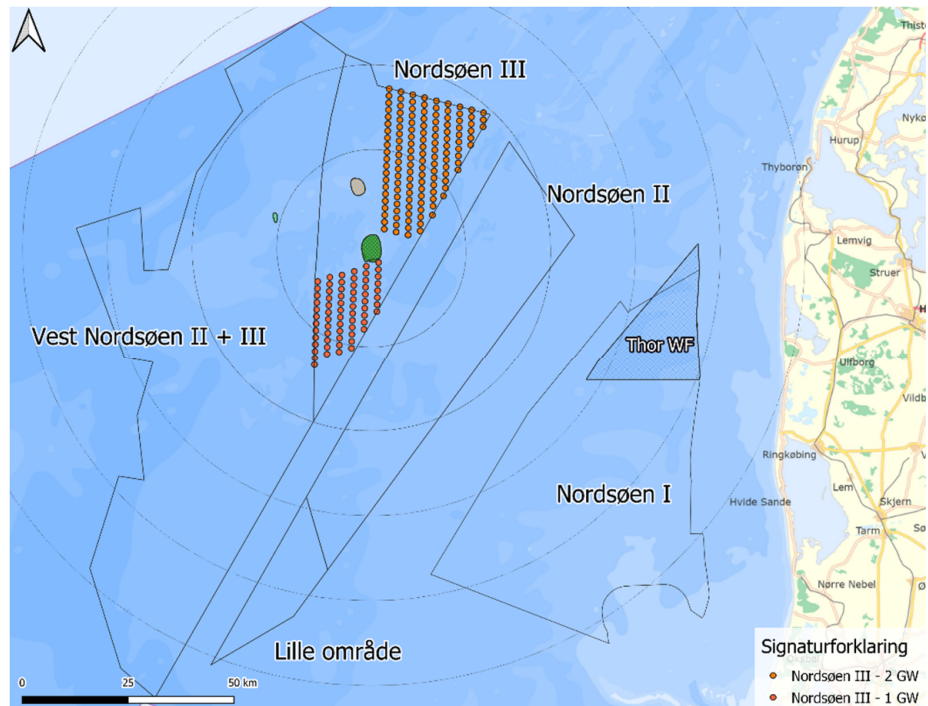


Figur 6-2: Placering af møllerne i scenarie 2a.

6.3 Scenarie 2b

Scenarie 2b er baseret på etablering af hhv. en 2 GW og 1 GW vindmøllepark i Nordsøen III (Figur 6-3). Det valgte layout er foretaget under hensyntagen til

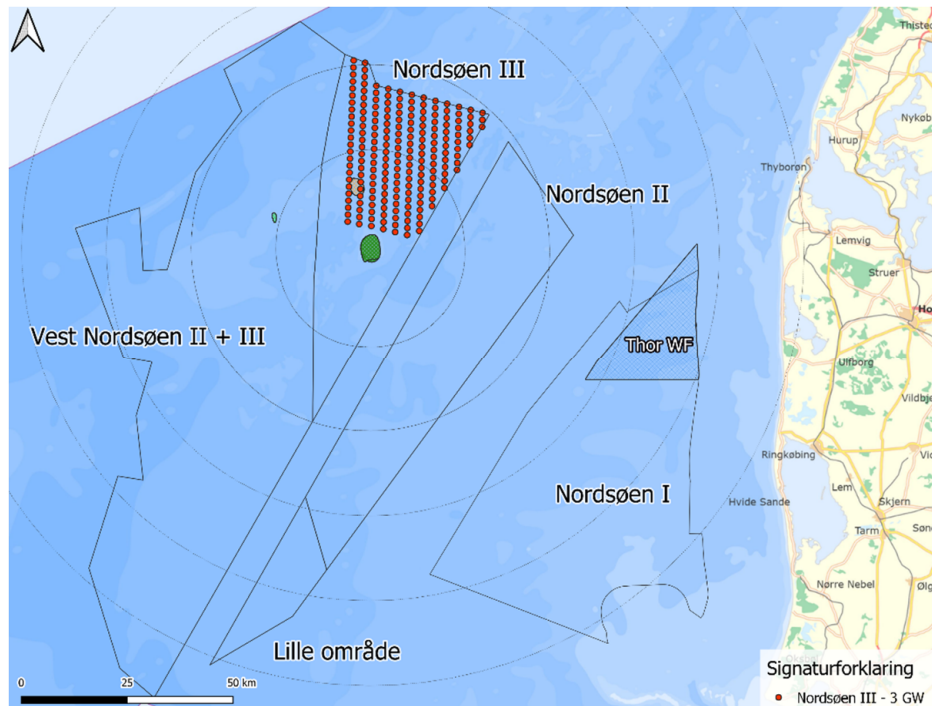
høj udnyttelsesgrad af det nordøstlige område (2 GW) og med 1 GW placeret syd for lavvandsområdet, hvor en evt. energiø er tiltænkt placeret.



Figur 6-3: Placering af møllerne i scenarie 2b.

6.4 Scenarie 2c

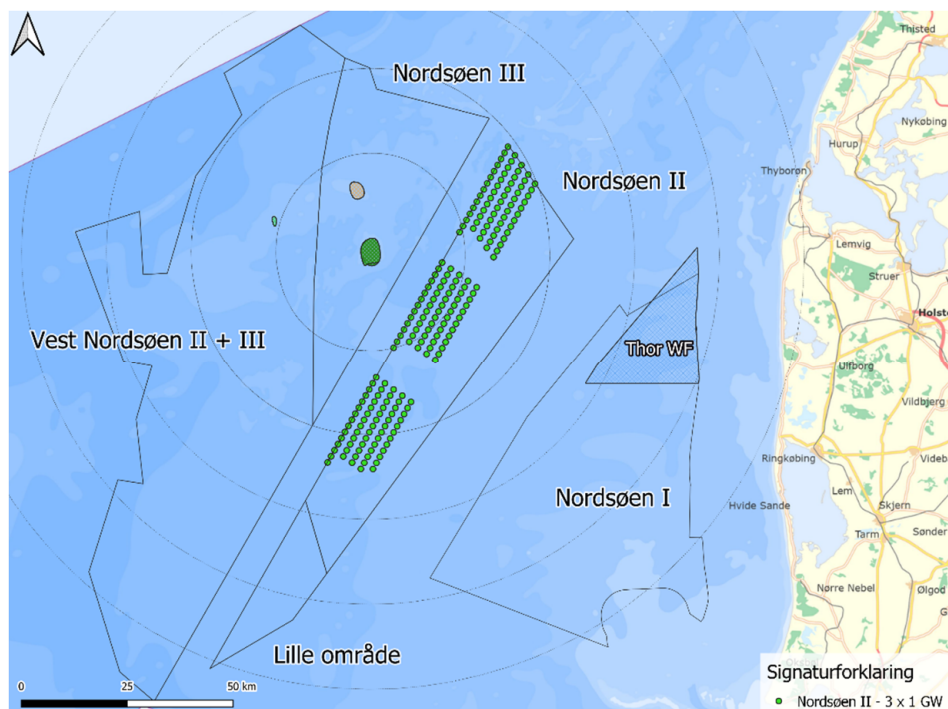
Scenarie 2c er baseret på etablering af en 3 GW vindmøllepark i Nordsøen III (Figur 6-4). Det valgte layout er foretaget under hensyntagen til udnyttelsesgrad af det nordøstlige område, hvilket tilgodeser fremtidige udbygningsplaner af området samt optimerede forhold i forbindelse med anlæggelse af vindmølleparken.



Figur 6-4: Placering af møllerne i scenarie 2c.

6.5 Scenarie 3a

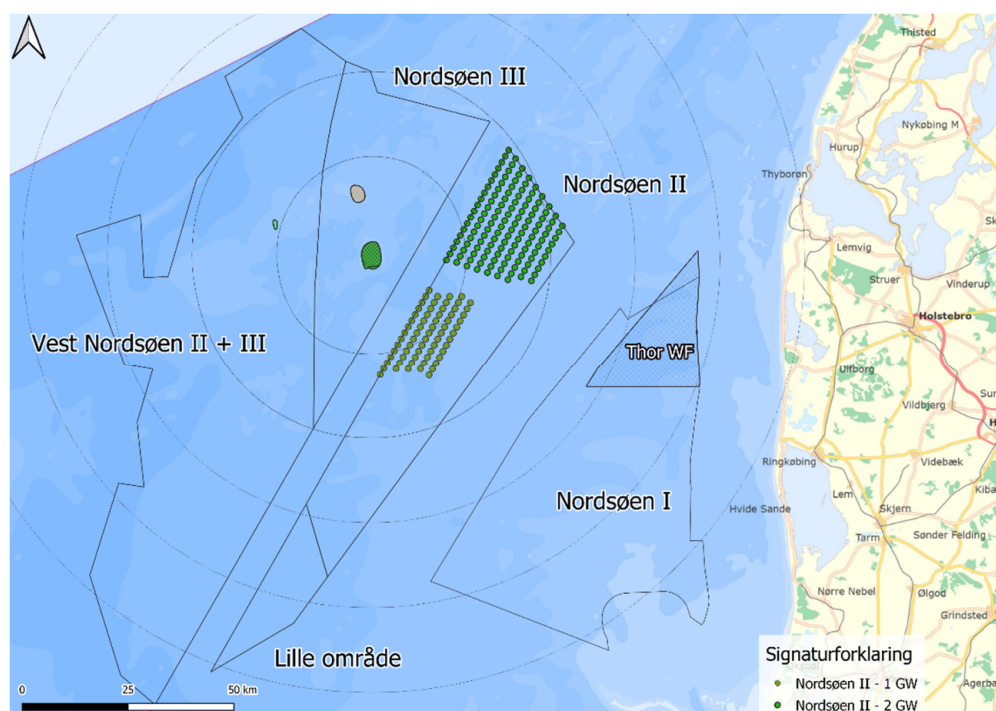
Scenarie 3a er baseret på etablering af 3 x 1 GW vindmølleparker i den vestlige del af Nordsøen II (Figur 6-5). Afstanden mellem vindmølleparkerne tilgodeser parallel udførelse af flere parker samtidigt. Det vil tillige ved fremtidig udbygning af Nordsøen III være muligt at etablere kabelkorridorer mellem vindmølleparkerne.



Figur 6-5: Placering af møllerne i scenarie 3a.

6.6 Scenarie 3b

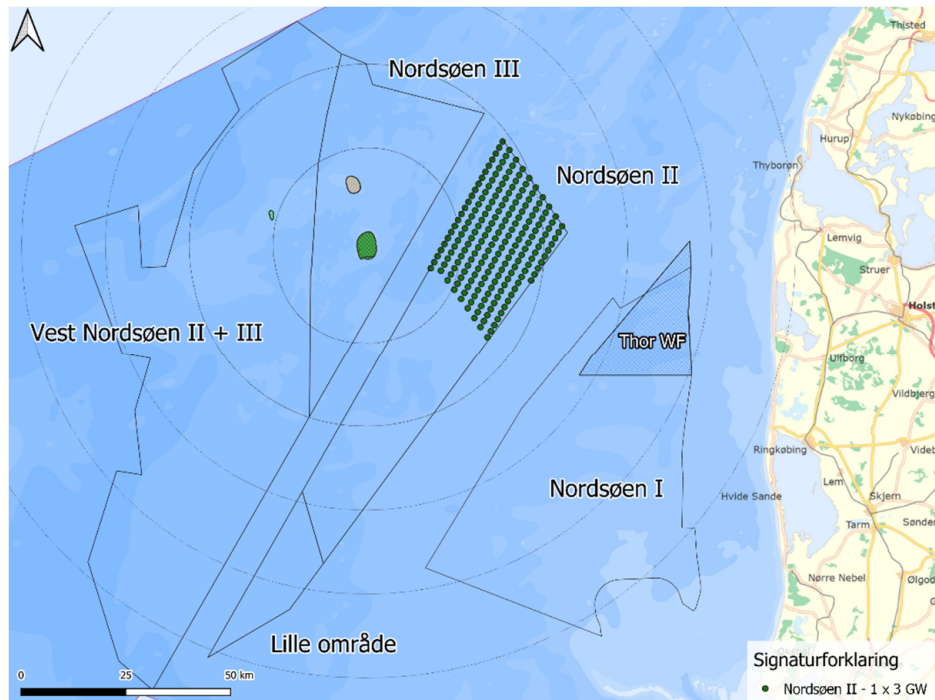
Scenarie 3b er baseret på etablering af en 2 GW og 1 GW vindmøllepark i den vestlige del af Nordsøen II (Figur 6-6). Afstanden mellem vindmølleparkerne tillader parallel udførelse af begge parker samtidig. 2 GW vindmølleparken er desuden placeret i den nordlige del af Nordsøen II, hvor vindressourcerne er bedst. Det vil tillige ved fremtidig udbygning af Nordsøen III være muligt at etablere kabelkorridorer mellem vindmølleparkerne.



Figur 6-6: Placering af møllerne i scenarie 3b.

6.7 Scenarie 3c

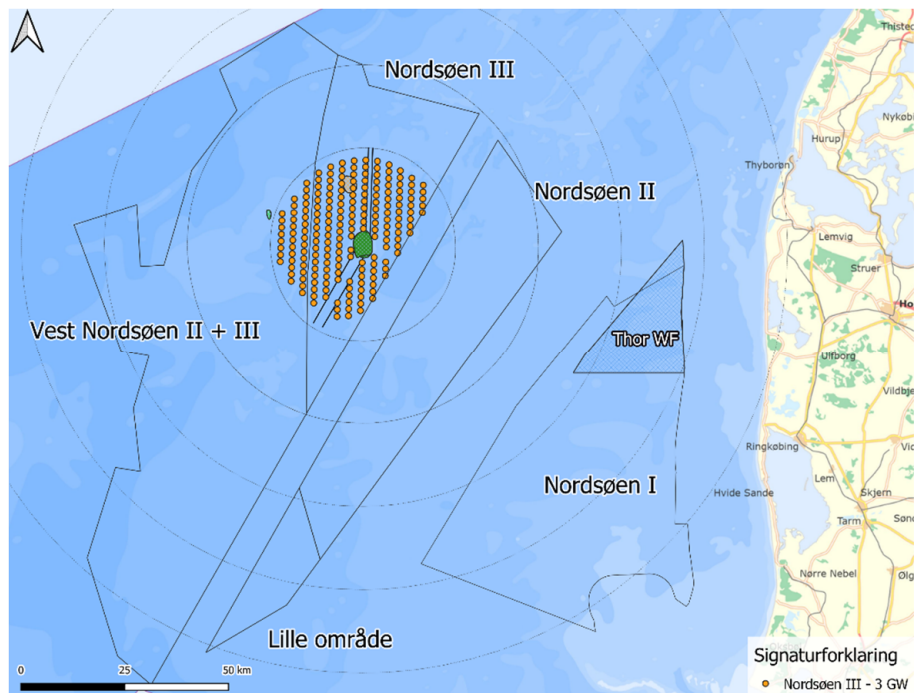
Scenarie 3c er baseret på etablering af en 3 GW vindmøllepark i den nordvestlige del af Nordsøen II (Figur 6-7), hvor vindressourcerne er bedst.



Figur 6-7: Placering af møllerne i scenarie 3c.

6.8 Scenarie 4a

Dette scenarie (Figur 6-8) omfatter udvikling af et 1 x 3 GW område placeret i cirkulær formation omkring energiøen. Elektrisk transmissionsudstyr regnes placeret på en inddæmmet ø (caisson baseret ø). Der er i dette scenarie taget højde for kabelkorridorer til fremtidige udvidelser af området. Disse korridorer giver mulighed for udvidelse mod nord, syd og øst for området på hhv. 1 km, 2,5 km og 3,5 km.

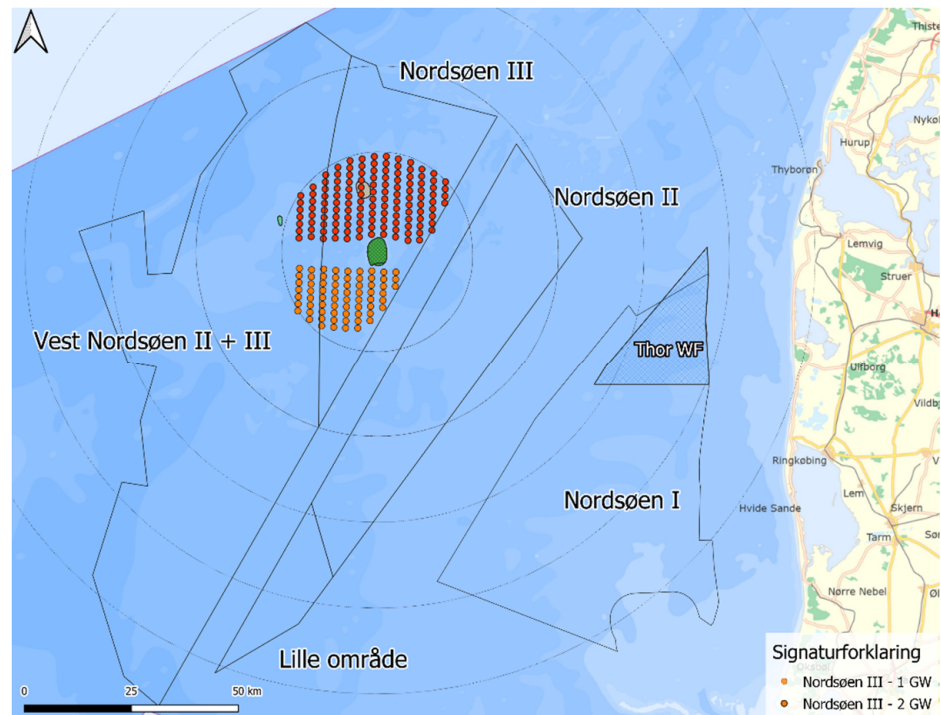


Figur 6-8: Placering af møllerne i scenarie 4a.

6.9 Scenarie 4b

Dette scenarie (Figur 6-9) omfatter udvikling af et 1 x 2 GW og 1 x 1 GW område placeret i cirkulær formation omkring energiøen. Elektrisk transmissionsudstyr regnes placeret på en inddæmnet ø (caisson baseret ø). Der er i dette scenarie taget højde for kabelkorridorer til fremtidige udvidelser af området. Disse korridorer giver mulighed for udvidelse mod nord, syd, øst og vest for området på hhv. 2,8 km, 2,8 km 7 km og 7 km.

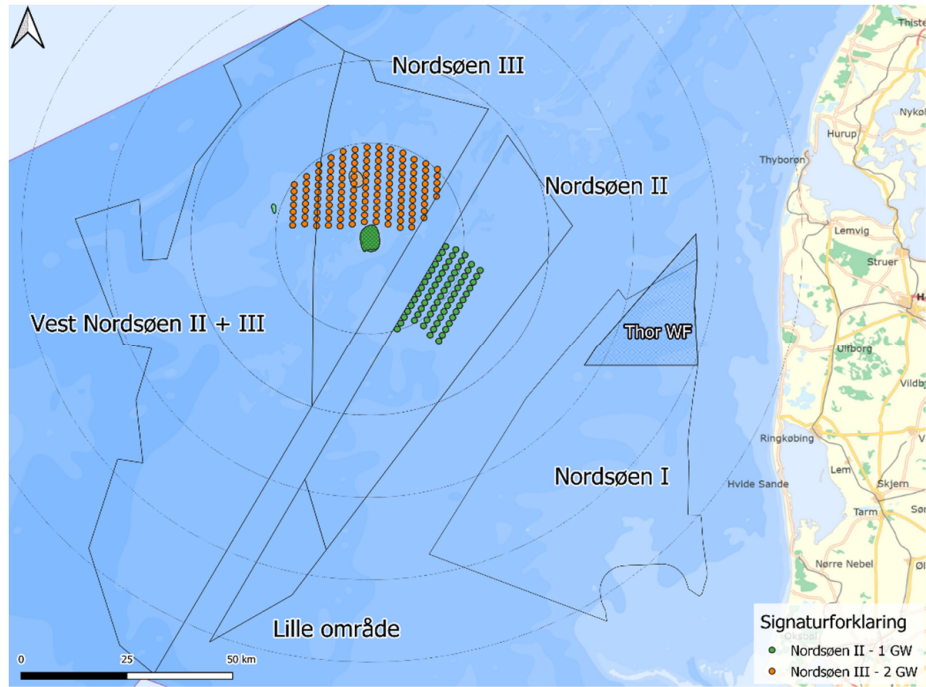
De 2 parker er adskilt med 7 km afstand for at minimere indbyrdes skyggetab.



Figur 6-9: Placering af møllerne i scenarie 4b.

6.10 Scenarie 5a, 5b

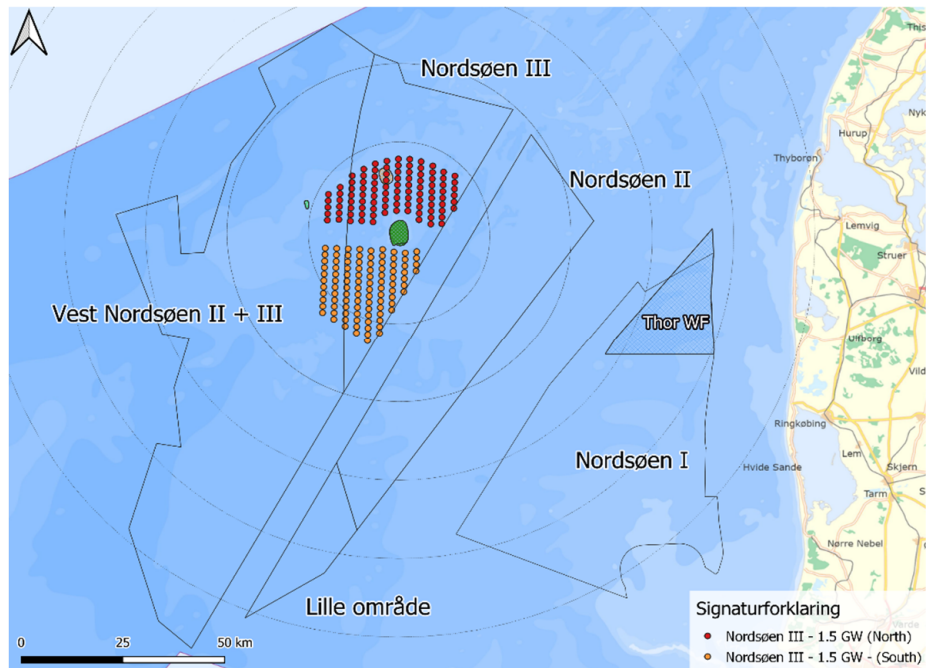
Scenarie 5a er baseret på en opdeling med en vindmøllepark placeret i Nordsøen II med en installeret kapacitet på 1 GW, og en vindmøllepark placeret i Nordsøen III med en installeret kapacitet på 2 GW (Figur 6-10). Der beregnes LCoE på to konfigurationer. 5a er baseret på 3 stk. 1 GW havbaserede transformerplatforme. 5b er baseret på 1 stk. havbaseret transformerplatform og 2 GW installeret på inddæmnet ø.



Figur 6-10: Placering af møllerne i scenarie 5a og 5b.

6.11 Scenarie 6a, 6b og 6c

Scenarie 6a, b og c er baseret på en opdeling i 2 vindmølleparker placeret i Nordsøen III med en installeret kapacitet på 2 x 1,5 GW (Figur 6-11). Der beregnes CAPEX på de tre konfigurationer. 6a er baseret på 2 stk. 1,5 GW havbaserede transformerplatforme. 6b er baseret på 1 stk. 1,5 GW havbaseret transformerplatform og 1,5 GW inddæmmet ø og 6c er baseret på 2 x 1,5 GW tilsluttet transmissionsudstyr placeret på inddæmmet ø.



Figur 6-11: Placering af møllerne i scenarie 6a, 6b og 6c.

6.12 Produktionsestimater

Der er foretaget produktionsestimater for områderne angivet i Tabel 3-1. I Tabel 6-1 fremgår bruttoproduktion, skyggetab, parkproduktion (efter skyggetab er fratrukket), tab og korrektioner samt nettoproduktionen (AEP).

Scenarie	Park	Brutto-AEP [GWh/y]	Skygge- tab ³ [%]	AEP ⁴ [GWh/y]	Tab & LT-korr. [%]	Netto- AEP [GWh/y]
1a	Nordsøen III – 3 x 1 GW ⁵	16416,8	4,9	15616,7	7,8	14403,0
2a	Nordsøen III – 3 x 1 GW ⁵	16423,9	4,8	15642,5	7,8	14426,7
2b	Nordsøen III – 2 GW + 1 GW	16362,7	5,3	15488,9	7,8	14285,1
2c	Nordsøen III – 1 x 3 GW	16393,3	6,0	15404,4	7,8	14207,2
3a	Nordsøen II – 3 X 1 GW	16297,0	5,6	15377,7	7,8	14182,5
3b	Nordsøen II – 2 GW + 1 GW	16338,7	6,3	15305,7	7,8	14116,1
3c	Nordsøen II – 1 x 3 GW	16352,9	7,0	15215,0	7,8	14032,5
4a	Nordsøen III – 1 x 3 GW - energiø	16348,4	5,9	15388,2	7,8	14192,3
4b	Nordsøen III – 2 GW + 1 GW - energiø	16347,2	5,7	15423,4	7,8	14224,7
5a, 5b	Nordsøen II + III – 1 GW + 2GW	16340,0	5,7	15408,6	7,8	14211,0

Tabel 6-1: Produktionsestimater for alle de foreslåede vindmøllelayouts.

³ Internt skyggetab i vindmølleparken

⁴ Inklusiv skyggetab

⁵ Dette scenarie er detaljeret i Finscreening analysen fra maj 2020 (Ref. /7/)

⁶ Dette scenarie er detaljeret i Finscreening analysen fra september 2020 (Ref. /8/)

7 Elektriske transmissionsanlæg

De elektriske transmissionssystemer for scenarierne 1 til og med 5 er grundlæggende ens og består af 1 GW modulære HVDC-transmissionssystemer, som er indbyrdes elektrisk sammenkoblet på AC niveau. HVDC-transmissionssystemerne er enkeltvis forbundne til Danmark og NL via HVDC-kabelanlæg med en overføringsevne på hhv. 2x1 GW til DK1 og 1 GW til NL. HVDC-anlæggene er tænkt som punkt-til-punkt transmissionsanlæg.

De elektriske transmissionssystemer for scenarierne 6a, 6b og 6c er grundlæggende ens og består af 1,5 GW modulære HVDC-transmissionssystemer, som er indbyrdes elektrisk sammenkoblet på AC niveau. HVDC-transmissionssystemerne er enkeltvis forbundne til Danmark og NL via HVDC-kabelanlæg med en overføringsevne på hhv. 1,5 GW til DK1 og 1,5 GW til NL. HVDC-anlæggene er tænkt som punkt-til-punkt transmissionsanlæg.

Sammenkobling af anlæggene med 275 kVac forbindelser vil muliggøre udveksling af energi mellem vindmølleparkerne såvel som mellem DK1 og NL.

Den økonomiske model er desuden baseret på, at de elektriske anlæg som danner grundlag for dette studie medtager HVDC/AC-platforme forberedt til en fremtidig sammenkobling af hele Nordsø-området. Derved tilgodeses muligheden for energiudveksling mellem landene (f.eks. DK, NL, DE, UK) og for områdets fulde udbygning på op til 10 GW.

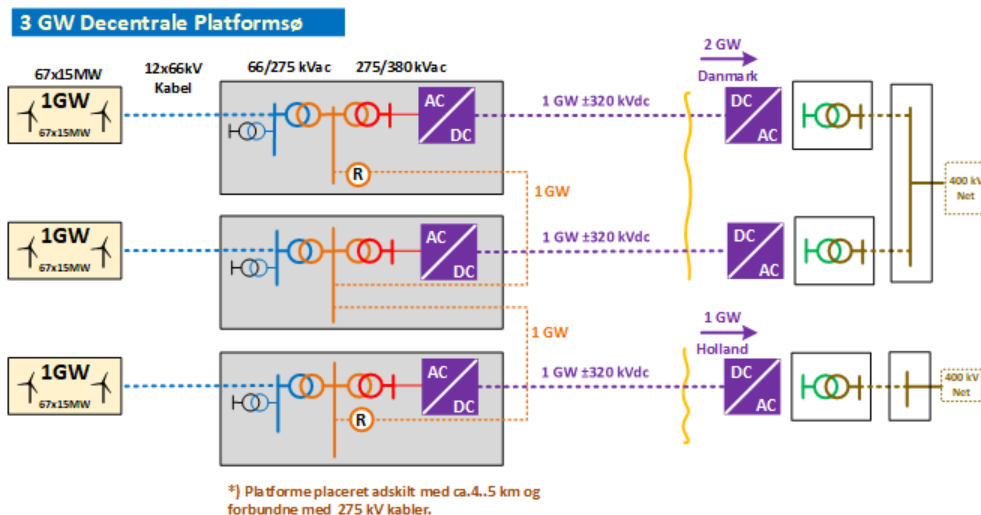
Udformningen af transmissionsknudepunktet til efterfølgende vindmølleudbygninger (> 3 GW) skal udvikles som en del af Energinets fremtidige planlægningsarbejde i samarbejde med andre landes transmissionsoperatører.

7.1 Elektrisk konfiguration 1 GW transmissionsanlæg

De elektriske systemer består af følgende hovedkomponenter:

- > 66 kV arraykabel systemer
- > Havbaserede HVDC transformerplatforme
- > Ø-baseret HVDC transmissionsudstyr
- > HVDC-kabelanlæg
- > 275 kVac kabelanlæg til sammenkobling af transformerplatforme.

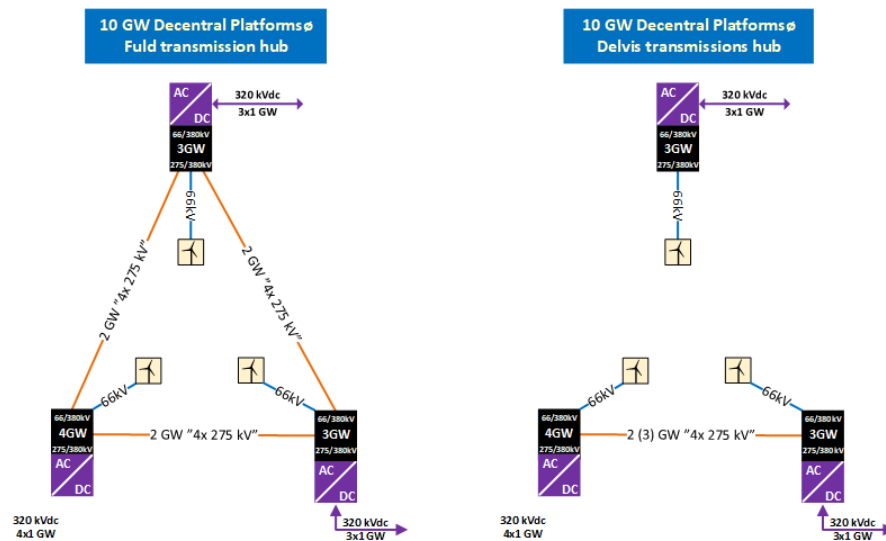
Systemet i dette studie opbygges af 3 stk. 1 GW transmissionssystemer. Transmissionsanlæggene konfigureres således, at de enkelte anlæg sammenkobles med et 275 kVac kabelanlæg eller en samleskinne, hvis placeret på inddæmmet ø, hvorved energiudveksling mellem transmissionssystemerne muliggøres. Den elektriske konfiguration er illustreret på Figur 7-1.



Figur 7-1: Elektrisk konfiguration for 3 GW vindmøllepark baseret på platforme.

Afstanden og dermed omfanget af 275 kVAc kabelanlæg vil være afhængig af om 1 GW HVDC-platformene er placeret samlet eller spredt inden for det førstkommande 3 GW udviklingsområde. Der henvises til Bilag A.

Fastlæggelse af CAPEX for de elektriske systemer baseres desuden på, at de planlagte vindmølleparker med en samlet kapacitet på 3 GW på et senere tidspunkt kan sammenkobles med fremtidige udbygninger i Nordsøen, hvilket er illustreret på Figur 7-2.



Figur 7-2: Sammenkobling af systemer i 10 GW transmissionshub.

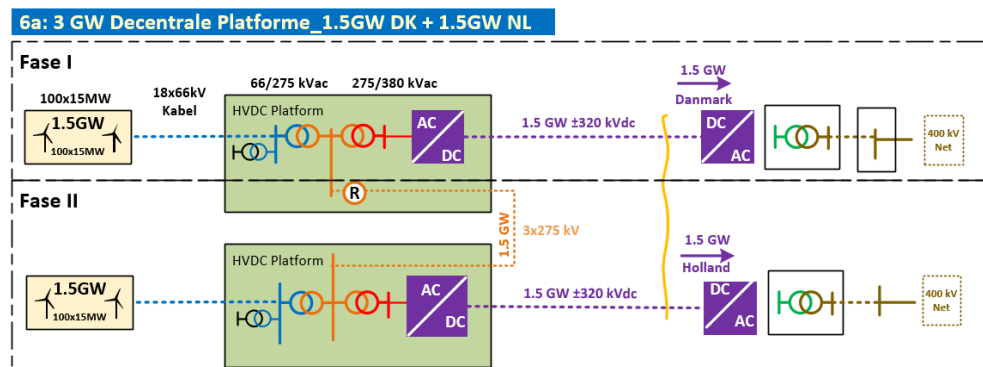
Figur 7-2 illustrerer 2 koncepter for et fuldt udbygget Nordsøen med op til 10 GW, hvor figuren til højre viser et system opbygget af et 3 GW og et 7 GW net, og hvor figuren til venstre viser et fuldt sammenbygget system med mulighed for energiuudveksling imellem alle 3 områder. Det beregnede CAPEX i dette studie medtager omkostninger til udstyr installeret på transformertplatformene så som koblingsanlæg og shuntreaktorer.

7.2 Elektrisk konfiguration for 1,5 GW transmissionsanlæg

De elektriske systemer består af følgende hovedkomponenter:

- > 66 kV arraykabel systemer
- > Havbaserede HVDC transformerplatforme
- > Øbaseret HVDC transmissionsudstyr
- > HVDC-kabelanlæg
- > 275 kVac kabelanlæg til sammenkobling af transformerplatforme
- > 275 kVac samleskinne til sammenkobling af øbaserede elanlæg.

Systemet i dette studie opbygges af 2 stk. 1,5 GW HVDC transmissionssystemer. Transmissionsanlæggene konfigureres således, at de enkelte anlæg sammenkobles med et 275 kVac kabelanlæg eller en samleskinne, hvis placeret på inddæmnet ø, hvorved energiudveksling mellem transmissionssystemerne muliggøres. Den elektriske konfiguration er illustreret på Figur 7-3.



Figur 7-3: Elektrisk konfiguration for 2x1,5 GW vindmøllepark baseret på platforme.

Fastlæggelse af CAPEX for de elektriske systemer baseres desuden på, at de planlagte vindmølleparker med en samlet kapacitet på 3 GW på et senere tidspunkt kan sammenkobles med fremtidige udbygninger i Nordsøen, hvilket er illustreret på Figur 7-3.

8 Årlig energiproduktion

Der er foretaget beregning af den årlige nettoenergiproduktion som tager højde for følgende tab og korrektioner i forhold til parkernes bruttoproduktion:

- > Skyggetab: Layout og site afhængig
- > 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 6-1. Nedenfor i Tabel 8-1 medregnes elektriske tab i arraykabel- og eksportsystemet.

Scenarie	SITE/LAYOUT	Netto AEP (MWh per år)	Elektriske tab (MWh per år)	Endelig energiproduktion (MWh per år)
1a	Nordsøen III – 3 x 1 GW	14.403.000	924.626	13.478.374
2a	Nordsøen III – 3 x 1 GW	14.426.747	757.000	13.669.747
2b	Nordsøen III – 2 GW + 1	14.285.065	789.717	13.495.348
2c	Nordsøen III – 1 x 3 GW	14.207.193	799.542	13.407.651
3a	Nordsøen II – 3 X 1 GW	14.182.499	759.300	13.423.199
3b	Nordsøen II – 2 GW + 1	14.116.104	759.625	13.356.478
3c	Nordsøen II – 1 x 3 GW	14.032.459	767.757	13.264.702
4a	Nordsøen III – 1 x 3 GW -	14.192.258	799.542	13.392.716
4b	Nordsøen III – 2 GW + 1	14.224.653	789.717	13.434.936
5a	Nordsøen II + III – 1 GW + 2GW OSS	14.211.014	814.916	13.396.097
5b	Nordsøen II + III – 1 GW OSS + 2GW energiø	14.211.014	913.953	13.297.060

Tabel 8-1: Endelig energiproduktion.

9 Omkostninger

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

Dekommissioneringsomkostningerne 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 alle inklusive installation:

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

Investeringsomkostningerne er sammenholdt med bl.a. Energistyrelsens Teknologikatalog⁷, International Energy Agency (IEA) Offshore Wind Outlook 2019⁸ og North Sea Wind Power Hub Consortium (NSWPHC) omkostningsestimater⁹.

9.1.1 Vindmøller

I dette afsnit estimeres en pris på en 15 MW vindmølle inklusive installation. Prisen på selve møllen er ikke en information, som producenterne umiddelbart ønsker at oplyse, og ofte er den 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 DKK/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 transmission¹⁰ lægges til. Det

⁷ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog-produktion-af-el-og>

⁸ <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>

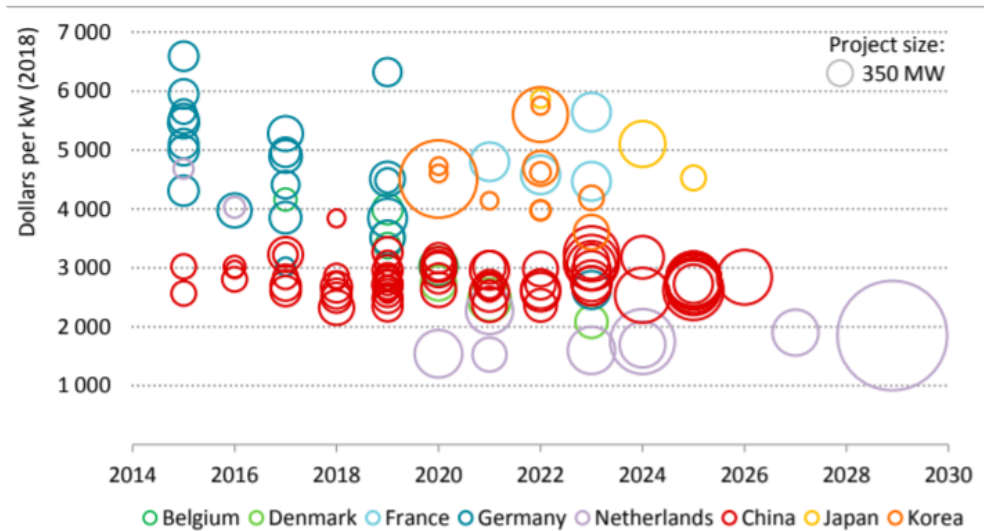
⁹ <https://northseawindpowerhub.eu/wp-content/uploads/2019/02/112522-19-001.830-rapd-report-Cost-Evaluation-of-North-Sea-Offshore-Wind....pdf>

¹⁰ 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 DKK/kW alt inklusiv. Dette beløb er totalprisen, hvoraf møl-
 lerne udgør mindre end halvdelen.

IEA vurderer, at vindmøllerne udgør mellem 30 % og 40 % af totalprisen og in-
 stallation mellem 15 og 20 %. I dette studie medregnes installation i priserne på
 vindmøllen, arraykabler, fundamenter osv. De 15-20 % til installation skal altså
 deles ud på delkomponenterne i dette studie. Derfor må prisen på vindmøllen in-
 klusive installation ligge i den høje ende af spændet på 30-40 %, dvs. ca.
 10.200 DKK/kW (40 % inkl. installation). I 2018-screeningen var prisen 10.300
 DKK/kW. Det skal dog bemærkes, at der i nærværende studie er tale om en
 møllestørrelse, som endnu ikke findes (15 MW). Dermed må det forventes, at
 prisen i dag (når møllen kommer på markedet) er højere end for en møllestør-
 relse, 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 følger heraf. Dette er et
 prisfald i forhold til den globale gennemsnitspris på 4.400 USD/kW, som er bety-
 deligt 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. Dog vil sites i denne ana-
 lyse formentlig først blive implementeret efter 2030, hvilket vil betyde en større
 prisreduktion eftersom teknologien (15 MW mølle) må forventes at være modnet
 yderligere.

Derfor antager COWI, at vindmøllerne til sites i denne screening vil kunne opnå
 en 25% prisreduktion i forhold til 2019 niveauet.

Med en omkostningsreduktion på 25 % bliver investeringsomkostningen per MW installeret kapacitet på 7,6 mio. DKK/MW. Dermed bliver omkostningen per 15 MW mølle på 115 mio. DKK. Dette er inklusive installation. Til sammenligning var investeringsomkostningen i 2018-finscreeningen på 10,3 mio. DKK/MW.

9.1.2 Fundamenter

For at kunne estimere omkostninger til fundamenter i de forskellige områder, er informationerne fra havbundsanalyserne samlet i en oversigtstabel (Tabel 5-1). Baseret på denne tabel og specifik viden om priser i markedet har COWIs specialister på havmøllefundamenter udarbejdet et prisoverslag for fundamenterne til hvert af de potentielle layouts. Priserne er baseret på monopæl fundering. Monopælen vurderes at være den mest priseffektive fundering på baggrund af det nuværende datagrundlag. Prisoverslagene er som følger:

Scenarie	SITE/LAYOUT	Kategori	Fundamenter	Total omkostning (x1000 DKK)
1a	Nordsøen III – 3 x 1 GW	(V)	201	9.884.000
2a	Nordsøen III – 3 x 1 GW	(V)	201	10.382.320
2b	Nordsøen III – 2 GW + 1 GW	(V)	200	10.281.000
2c	Nordsøen III – 1 x 3 GW	(V)	200	10.281.000
3a	Nordsøen II – 3 X 1 GW	(V)	200	9.089.000
3b	Nordsøen II – 2 GW + 1 GW	(V)	200	8.940.000
3c	Nordsøen II – 1 x 3 GW	(V)	200	8.940.000
4a	Nordsøen III – 1 x 3 GW - Energiø	(V)	200	10.281.000
4b	Nordsøen III – 2 GW + 1 GW - Energiø	(V)	200	10.281.000
5a, 5b	Nordsøen II + III – 1 GW + 2GW OSS Nordsøen II + III – 1 GW OSS + 2GW Energiø	(V)	200	10.281.000
6a, 6b, 6c	Nordsøen II – 2 x 1,5 GW	(V)	200	10.281.000

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

Det ses af Tabel 9-1 at prisen på funderingen er højere i Nordsøen III sammenlignet med Nordsøen II. Vanddybden er generelt lavere i de valgte områder i Nordsøen II. I Nordsøen III scenarierne har havmølleparkerne de største vanddybder, hvilket også resulterer i højere anlægsomkostninger.

9.1.3 Arraykabler

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

Det fremhæves, at omkostningsestimatet tjener som input til en overordnet rangordning af vindmølleparkerne. Mere eksakte omkostningsestimater vil kræve udarbejdelse af væsentligt mere detaljerede forprojekter end forudsat for nærværende rapport.

Scenarie	SITE/LAYOUT	Omkostning (x1000 DKK)
1a	Nordsøen III – 3 x 1 GW	4.052.000
2a	Nordsøen III – 3 x 1 GW	4.052.000
2b	Nordsøen III - 2 GW + 1 GW	1.751.400
2c	Nordsøen III – 1 x 3 GW	1.751.400
3a	Nordsøen II – 3 X 1 GW	1.751.400
3b	Nordsøen II – 2 GW + 1 GW	1.751.400
3c	Nordsøen II – 1 x 3 GW	1.751.400
4a	Nordsøen III – 1 x 3 GW - Energiø	2.403.900
4b	Nordsøen III – 2 GW + 1 GW - Energiø	2.534.400
5a	Nordsøen II + III – 1 GW + 2GW OSS	1.823.900
5b	Nordsøen II + III – 1 GW OSS + 2GW	2.331.400
6a	2 x 1,5 GW HVDC platformsløsning	2.122.100
6b	1x1,5 GW HVDC platformsløsning og 1,5 GW tilsluttet inddæmmet ø	2.499.100
6c	2x1,5 GW tilsluttet inddæmmet ø	2.638.300

Tabel 9-2: Array kabler – omkostninger.

Det skal bemærkes, at kabelomkostningerne relateret til scenarie 1a og 2a er signifikant højere, da der i disse 2 scenarier anvendes en centralt placeret energiø, hvorved afstanden mellem første mølle og transmissionsanlægget er væsentligt længere end for scenarier med decentralt placerede havbaserede transformerstationer.

9.1.4 Eksportsystem

Energinet har leveret information om CAPEX for eksportsystemet for scenarie 1a og 2a, hvorimod der for de resterende scenarier er foretaget mindre korrektioner baseret på den formodede placering af HVDC transformerplatformene, hvorved en mindre justering af HVDC sø-kabellængderne er tilgodeset.

Scenarie	Vindmøllepark	CAPEX Anlæg (DKK tusinde)
1a	Nordsøen III – 3 x 1 GW	17.100.000
2a	Nordsøen III – 3 x 1 GW	17.100.000
2b	Nordsøen III – 2 GW + 1 GW	24.872.971
2c	Nordsøen III – 1 x 3 GW	24.431.971
3a	Nordsøen II – 3 x 1 GW	24.236.871
3b	Nordsøen II – 2 GW + 1 GW	23.650.171
3c	Nordsøen II – 1 x 3 GW	23.516.671
4a	Nordsøen III – 1 x 3 GW - Energiø	17.430.167
4b	Nordsøen III – 2 GW + 1 GW - Energiø	17.430.167
5a	Nordsøen II + III – 1 GW + 2GW OSS	25.545.371
5b	Nordsøen II + III – 1 GW OSS + 2GW Energiø	20.469.868
6a	2 x 1,5 GW HVDC platformsløsning	18.134.655
6b	1x1,5 GW HVDC platformsløsning og 1,5 GW tilsluttet inddæmmet ø	15.474.477
6c	2x1,5 GW tilsluttet inddæmmet ø	12.651.600

Tabel 9-3 Eksportsystemer – omkostninger.

Det skal bemærkes, at eksportsystemomkostningerne for scenarierne 1a og 2a er markant lavere, da disse er baseret på en antagelse at 3x1 GW vindmølleparkerne tilsluttes en energiø. Dette er i god overensstemmelse med 17,4 mia. DKK, hvorimod 3x1 GW vindmølleparker tilsluttet en central 3 GW platformsklynge er beregnet til 23,8 mia. DKK jf. Ref. /6/.

Eksportsystemerne hørende til scenarierne 4a og 4b er lavere, da udstyret er installeret på en inddæmmet ø og derfor ikke indeholder omkostninger til platformstruktur.

Beregningen af CAPEX for scenarierne 6a, 6b og 6c er baseret på transmissions-systemer med en samlet kapacitet på 1,5 GW. Alle tidligere CAPEX-beregninger i dette studie er baseret på systemer med en kapacitet på 1 GW. Fastlæggelse af CAPEX for en 1,5 GW havbaseret transformerplatform er baseret på forskellige data indhentet fra offentlige tilgængelige hjemmesider fra leverandører af HVDC-teknologi, og COWI kan derfor ikke eftervise validiteten af disse data. Det

er i dette studie antaget, at en 1,5 GW platformsløsning er 15-20 % dyrere end en 1 GW platform.

9.1.5 Udviklingsomkostninger

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

Estimatet er baseret på COWIs store erfaring med eksekvering af havvindmølleprojekter samt information 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 beskrevet i f.eks. NSWPHCs publikation, som benytter et ikke nærmere defineret markedsgennemsnit.

Udviklingsomkostningerne til brug for finscreeningen er estimeret til ca. 312 mio. DKK per 1 GW park. For Nordsøen II+III+Vest vil udviklingsomkostningerne dermed være ca. 937 mio. DKK tilsvarende for 3 GW. Estimatet er forbundet med stor usikkerhed.

I forbindelse med anlæg af en 3GW park frem for 3 1GW parker vil der formentlig også være potentiale for stordriftsfordele i udviklingen. Dette er dog meget usikkert og er ikke medtaget i LCoE beregningerne¹¹.

¹¹ En 25 % reduktion i de totale udviklingsomkostninger for scenarier med én 3GW park ændrer ikke på rangordningen af scenarierne.

9.1.6 Samlede investeringsomkostninger

Tabel 9-4, Tabel 9-5, Tabel 9-6 og Tabel 9-8 opsummerer alle investeringsomkostningerne beskrevet ovenfor.

Site/Layout	Nordsøen III 3 x 1 GW – 1a	Nordsøen III 3 x 1 GW – 2a	Nordsøen III 2 GW + 1 GW – 2b	Nordsøen III 1 x 3 GW – 2c
WTG	23.058.419	23.058.419	22.943.700	22.943.700
Fundamenter	9.884.000	10.382.320	10.281.000	10.281.000
Arraykabler	4.052.000	4.052.000	1.751.400	1.751.400
Eksportsystem	17.100.000	17.100.000	24.872.971	24.431.971
Energiø/Platforme	6.945.000	6.945.000	0	0
Udvikling	937.500	937.500	937.500	937.500
Total	61.976.919	62.475.239	60.786.571	60.345.571
Installeret effekt (MW)	3.015 ¹²	3.015 ¹³	3.000	3.000
1000 DKK/MW	20.556	20.721	20.262	20.115

Tabel 9-4: Samlede investeringsomkostninger per layout (i 1000 DKK).

¹² 3x67 15 MW møller

¹³ 3x67 15 MW møller

Site/Layout	Nordsøen II 3 x 1 GW – 3a	Nordsøen II 2GW + 1 GW – 3b	Nordsøen II 1 x 3 GW – 3c
WTG	22.943.700	22.943.700	22.943.700
Fundamenter	9.089.000	8.940.000	8.940.000
Arraykabler	1.751.400	1.751.400	1.751.400
Eksportsystem	24.236.871	23.650.171	23.516.671
Energiø	0	0	0
Udvikling	937.500	937.500	937.500
Total	58.958.471	58.222.771	58.089.271
Installeret effekt (MW)	3.000	3.000	3.000
1000 DKK/MW	19.653	19.408	19.363

Tabel 9-5: Samlede investeringsomkostninger per layout (i 1000 DKK)

Site/Layout	Nordsøen III 1 x 3 GW – 4a	Nordsøen III 2GW + 1 GW – 4b	Nordsøen II + III – 1 GW + 2GW OSS – 5a	Nordsøen II + III – 1 GW OSS + 2GW energiø – 5b
WTG	22.943.700	22.943.700	22.943.700	22.943.700
Fundamenter	10.281.000	10.281.000	10.281.000	10.281.000
Arraykabler	2.403.900	2.534.400	1.823.900	2.331.400
Eksportsystem	17.430.167	17.430.167	25.545.371	20.469.868
Energiø	6.945.000	6.945.000	0	6.945.000
Udvikling	937.500	937.500	937.500	937.500
Total	60.941.267	61.071.767	61.531.471	63.908.468
Installeret effekt (MW)	3.000	3.000	3.000	3.000
1000 DKK/MW	20.314	20.357	20.510	21.303

Tabel 9-6: Samlede investeringsomkostninger per layout (i 1000 DKK)

Site/Lay-out	Nordsøen III 3 GW – 6a OSS_DK NL	Nordsøen III 3 GW – 6b OSS/Ø_DK NL	Nordsøen III 3 GW – 6c Ø_DK NL
WTG	22.943.700	22.943.700	22.943.700
Fundamen-ter	10.281.000	10.281.000	10.281.000
Arraykabler	2.122.100	2.499.100	2.638.300
Eksportsy-stem	18.316.655	15,474,477	12.651.600
Energiø	0	6.945.000	6.945.000
Udvikling	937.500	937.500	937.500
Total	54.418.955	59.080.777	56.397.100
Installeret effekt (MW)	3.000	3.000	3.000
1000 DKK/MW	18.140	19.694	18.799

Tabel 9-7: Samlede investeringsomkostninger per layout for scenarie 6 (i 1000 DKK)

En faseopdeling af scenarierne 6a, b og c fremgår af Tabel 9-8 and Tabel 9-9. Faseopdelingen er baseret på følgende forudsætninger:

- > Fase 1 forsyner DK.
- > Fase 2 forsyner NL.
- > 6a – Omkostninger til udvekslingsforbindelse medtages under fase 2.
- > 6b – Omkostninger til inddæmmed ø og udvekslingsforbindelse medtages under fase 2.
- > 6c - Omkostninger til inddæmmed ø medtages under fase 1.
- > Generelt for faseopdelingen gælder det, at udviklingsomkostningerne antageligvis må være højere end ved udvikling af et samle område. De formodede udviklingsomkostninger er behæftet med stor usikkerhed, og fastlæggelse af udviklingsomkostningerne ved faseopdeling er derfor foretaget med en simpel reduktionsfaktor i forhold til den estimerede omkostning ved udvikling af en 3 GW park. Med en antaget reduktion på 25 % bliver udviklingsomkostningen til én fase fastlagt til 703 mio. DKK.

Site/Layout	Nordsøen III 1,5 GW – 6a OSS_DK_Fase 1	Nordsøen III 1,5 GW – 6a OSS_NL Fase 2	Nordsøen III 1,5 GW – 6b OSS_DK Fase 1	Nordsøen III 1,5 GW – 6b Ø_NL Fase 2
WTG	11.471.850	11.471.850	11.471.850	11.471.850
Fundamenter	5.140.500	5.140.500	5.140.500	5.140.500
Arraykabler	1.082.800	1.039.300	1.082.800	1.416.300
Eksportsystem	7.226.877	11.089.777	7.226.877	8.429.600
Energjø	0	0	0	6.945.000
Udvikling	703.125	703.125	703.125	703.125
Total	25.625.152	29.444.552	25.625.152	34.106.375
Installeret effekt (MW)	1.500	1.500	1.500	1.500
1000 DKK/MW	17.083	19.630	17.083	22.738

Tabel 9-8: Faseopdelt investeringsomkostninger per layout for scenarie 6 (i 1000 DKK)

Site/Layout	Nordsøen III 1,5 GW – 6c Ø_DK Fase 1	Nordsøen III 1,5 GW – 6c Ø_NL Fase 2
WTG	11.471.850	11.471.850
Fundamenter	5.140.500	5.140.500
Arraykabler	1.222.000	1.416.300
Eksportsystem	5.015.000	7.636.600
Energjø	6.945.000	0
Udvikling	703.125	703.125
Total	30.497.475	26.368.375
Installeret effekt (MW)	1.500	1.500
1000 DKK/MW	20.332	17.579

Tabel 9-9: Faseopdelt investeringsomkostninger per layout for scenarie 6 (i 1000 DKK)

Det skal bemærkes, at der i forbindelse med Finscreening af områder i Nordsøen II og III fra 2020 (Ref. /7/) blev udarbejdet et groft overslag for etablering af

inddæmmet energiø estimeret til 3,6 mia. DKK. Efterfølgende er der udarbejdet mere detaljerede overslag i forbindelse med udarbejdelsen af cost-benefit-analyse fra januar 2021 (Ref. /1/), hvor en 18 ha inddæmmet ø er estimeret til 6,9 mia. DKK. De anførte anlægsomkostninger for scenarierne 1a og 2a er i dette studie korrigeret for stigningen i anlægsomkostningerne relateret til en inddæmmet ø.

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 NSWPHCs publikation ligger udgiften til drift og vedligehold på ca. 75 – 80 DKK/MWh. Til brug for denne screening antager COWI en udgift på drift og vedligehold på 75 DKK/MWh for alle parker. De totale driftsomkostninger per år for hvert layout er vist i Tabel 9-10.

Scenarie	SITE/LAYOUT	Omkostninger (1000 DKK per år)
1a	Nordsøen III – 3 x 1 GW	1.010.878
2a	Nordsøen III – 3 x 1 GW	1.025.231
2b	Nordsøen III - 2 GW + 1 GW	1.012.151
2c	Nordsøen III – 1 x 3 GW	1.005.574
3a	Nordsøen II - 3 X 1 GW	1.006.740
3b	Nordsøen II - 2 GW + 1 GW	1.001.736
3c	Nordsøen II – 1 x 3 GW	994.853
4a	Nordsøen III – 1 x 3 GW - Energiø	1.004.454
4b	Nordsøen III – 2 GW + 1 GW - Energiø	1.007.620
5a	Nordsøen II + III – 1 GW + 2GW OSS	1.004.707
5b	Nordsøen II + III – 1 GW OSS + 2GW Energiø	997.280

Tabel 9-10: Driftsomkostninger per år.

10 Økonomisk rangordning

Den økonomiske rangordning er udarbejdet ud fra en estimering af omkostninger (i DKK) 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 benchmarkpriser nationalt såvel som international er omkostningerne desuden angivet i DKK/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 en diskonteringsrate på 8 % anvendt. Denne var baseret på en ren egenkapitalfinansiering, således at diskonteringsfaktoren afspejlede den forventede forrentning af egenkapitalen. Dette svarer til hvad IEA forventer af Weighted Average Cost of Capital (WACC) i "advanced economies"¹⁴. Derfor anbefaler COWI, at de 8 % også anvendes i dette studie. Dette er 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 er levetidsomkostningerne per kWh udregnet og fremgår af Tabel 10-1. Beregningerne er baseret på en levetid på 30 år og en diskonteringsrate på 8 %.

¹⁴ Offshore Wind Outlook 2019. International Energy Agency. Side 24 top.

Scenarie	SITE/LAYOUT	(DKK/ kWh)	(DKK/ MWh)	(EUR/ MWh)
3b	Nordsøen II – 2 GW + 1 GW - OSS	0,46	462	62,0
3c	Nordsøen II – 1 x 3 GW - OSS	0,46	464	62,3
3a	Nordsøen II – 3 x 1 GW - OSS	0,47	465	62,4
2c	Nordsøen III – 1 x 3 GW - OSS	0,47	475	63,7
2b	Nordsøen III – 2 GW + 1 GW - OSS	0,48	475	63,8
4b	Nordsøen III – 2 GW + 1 GW - Energiø	0,48	479	64,3
4a	Nordsøen III – 1 x 3 GW - Energiø	0,48	479	64,3
2a	Nordsøen III – 3 x 1 GW - OSS	0,48	481	64,6
5a	Nordsøen II + III – 1 GW + 2GW OSS	0,48	483	64,8
1a	Nordsøen III – 3 x 1 GW - OSS	0,48	483	64,9
5b	Nordsøen II + III – 1 GW OSS + 2GW Energiø	0,50	502	67,4

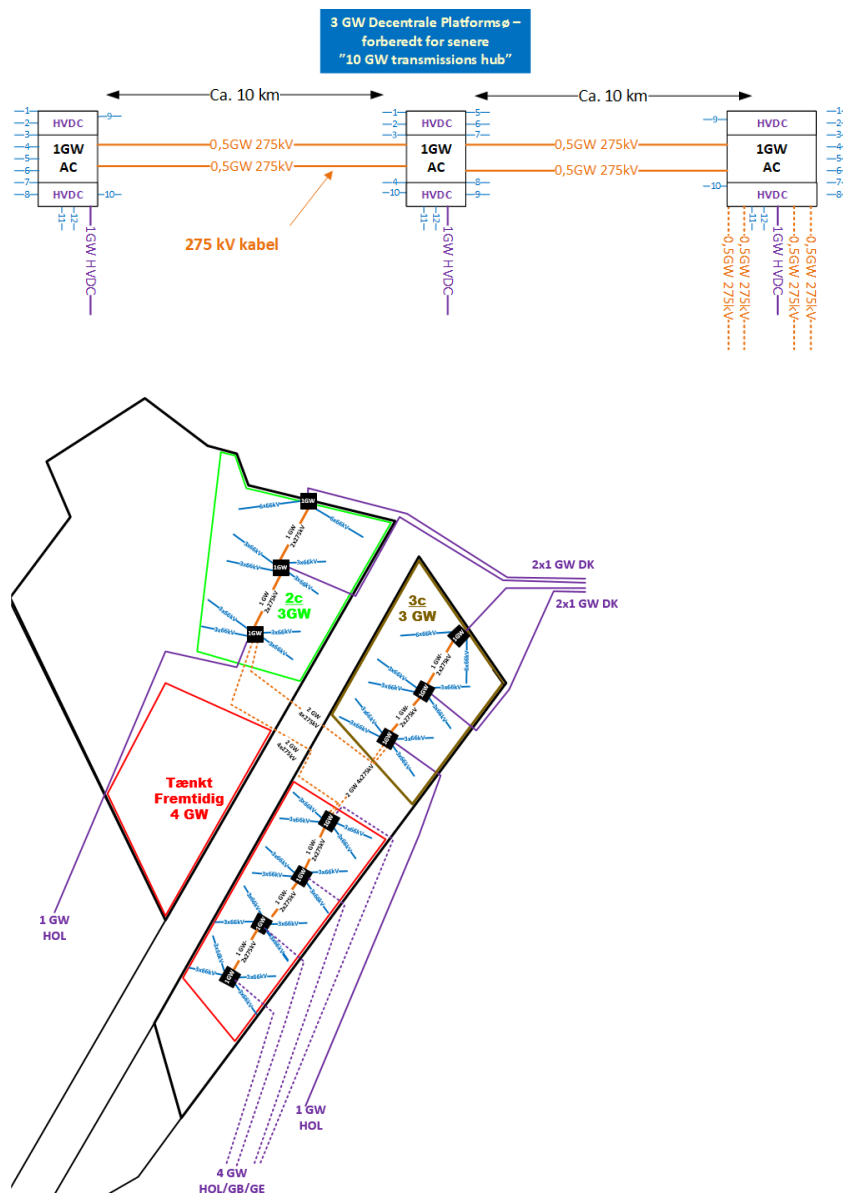
Tabel 10-1: Rangordning af 11 havvindmøllerparker ud fra levetidsomkostningerne.

Scenarie 2c/3c

3x1 GW HVDC-platforme spredt i 3 GW udbygning

Topologien kan kun opfattes som illustrativ og retningsgivende

- 275 kV ac kablerne mellem platformene vil være lange.
- 66 kV kablernes længde kan optimeres (gøres kortere).
- Fremtidige 2 GW 275 kV ac udligningsforbindelser for at muliggøre et fuldt udbygget 10 GW transmissionsknudepunkt (samme funktionalitet som energio-alternativet) er også skitseret for en hypotetisk fremtidig udbygning.
- HVDC-plattformene forberedt for supplerende 275 kV GIS og shunt reaktorer vil blive komplicerede/omkostningstunge, eftersom anlægget givetvis først skal installeres efterfølgende offshore.
- HVDC-plattformen skitseret med seks 275 kV kabler (og shunt reaktorer) er næppe realiserbar og konceptet skal derfor optimeres.



Scenarie 2a/3a

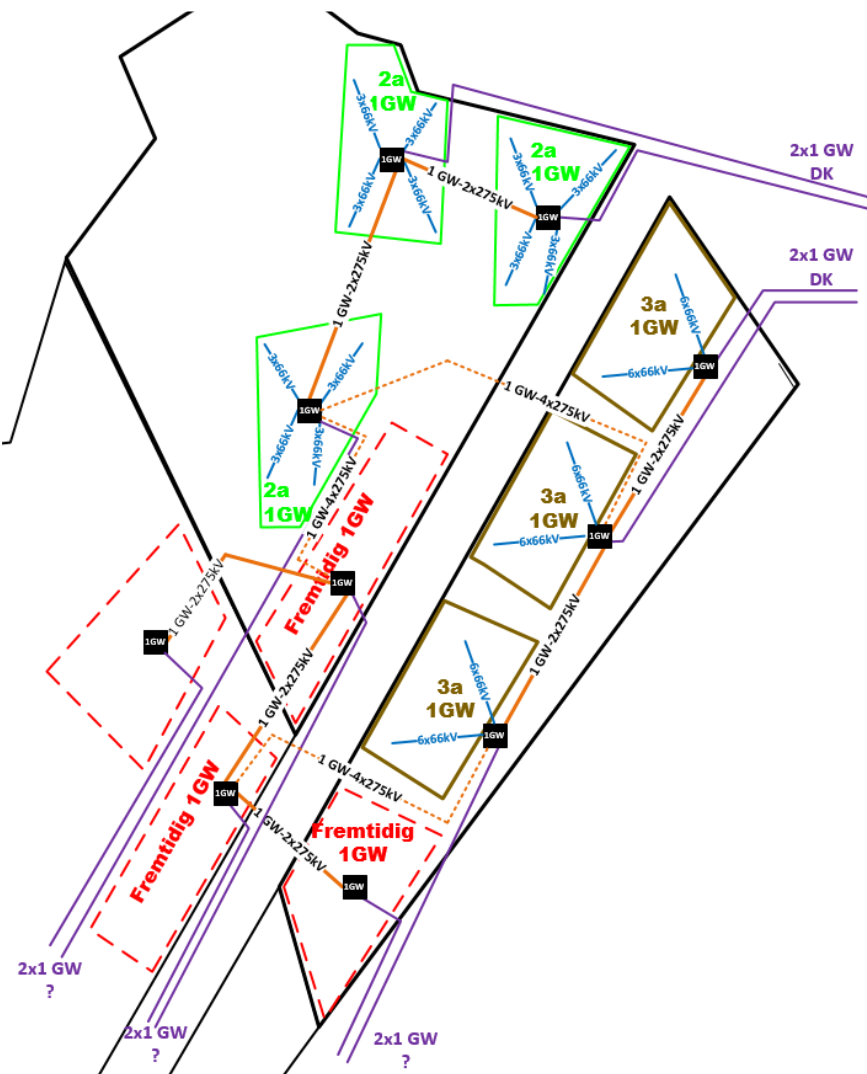
3x1 GW HVDC-pladformer spredt i 3x1 GW udbygning

Topologien kan kun opfattes som meget illustrativ og retningsgivende

Placering af de fremtidige vindmølleparker er ikke gennemarbejdet i dette studie.

Etableringen af en energiø er ikke overvejet

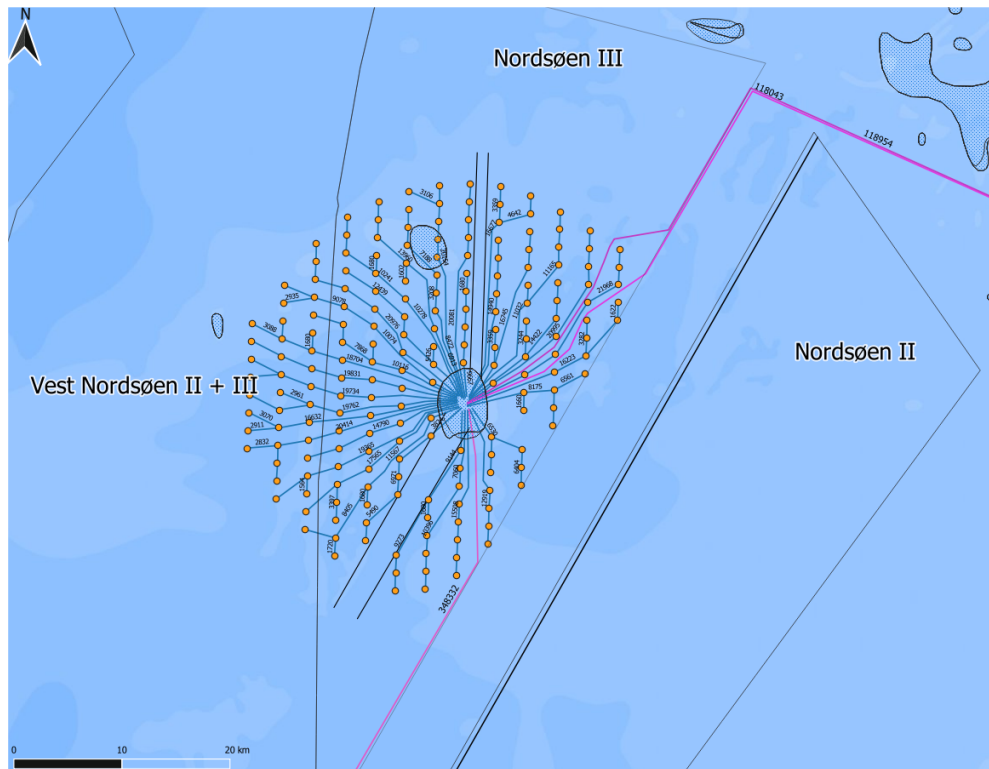
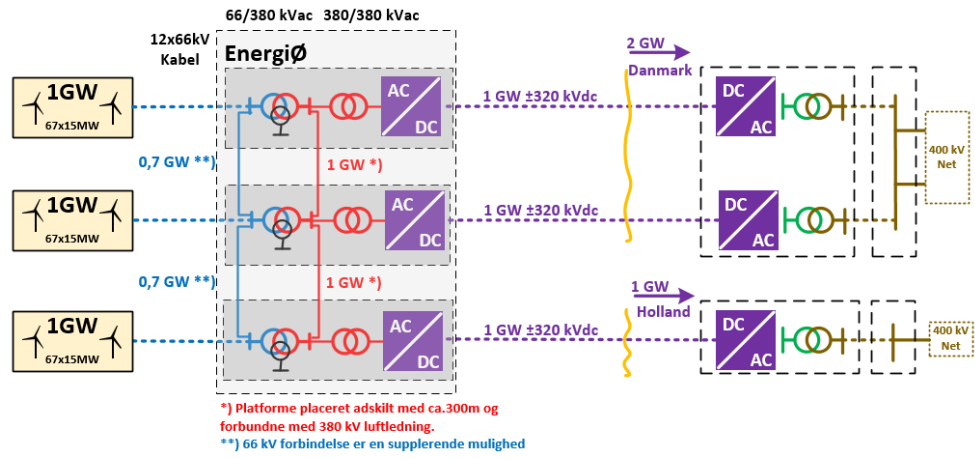
- 275 kVac kablerne mellem pladformerne vil være meget lange.
- 66 kV kablernes længde kan optimeres (gøres kortere).
- Fremtidige 1 GW 275 kVac udligningsforbindelser for at muliggøre et fuldt udbygget 10 GW transmissionsknudepunkt (samme funktionalitet som energiø-alternativet) er også skitseret for en hypotetisk fremtidig udbygning.
- HVDC-pladformerne forberedt for supplerende 275 kV GIS og shunt reaktorer vil blive komplicerede/omkostningstunge, eftersom anlægget givetvis først skal installeres efterfølgende offshore.
- Det fremgår at opnåelsen af samme transmissionsknudepunkt funktionalitet som ved en energiø kun er muligt med et betydeligt antal ekstra 275 kVac forbindelser. Et fuldt 10 GW transmissionsknudepunkt anses ikke at være teknisk eller økonomisk attraktivt med 1 GW parker uden en energiø, hvilket skal afstemmes med Energinet.



Scenariet 4a

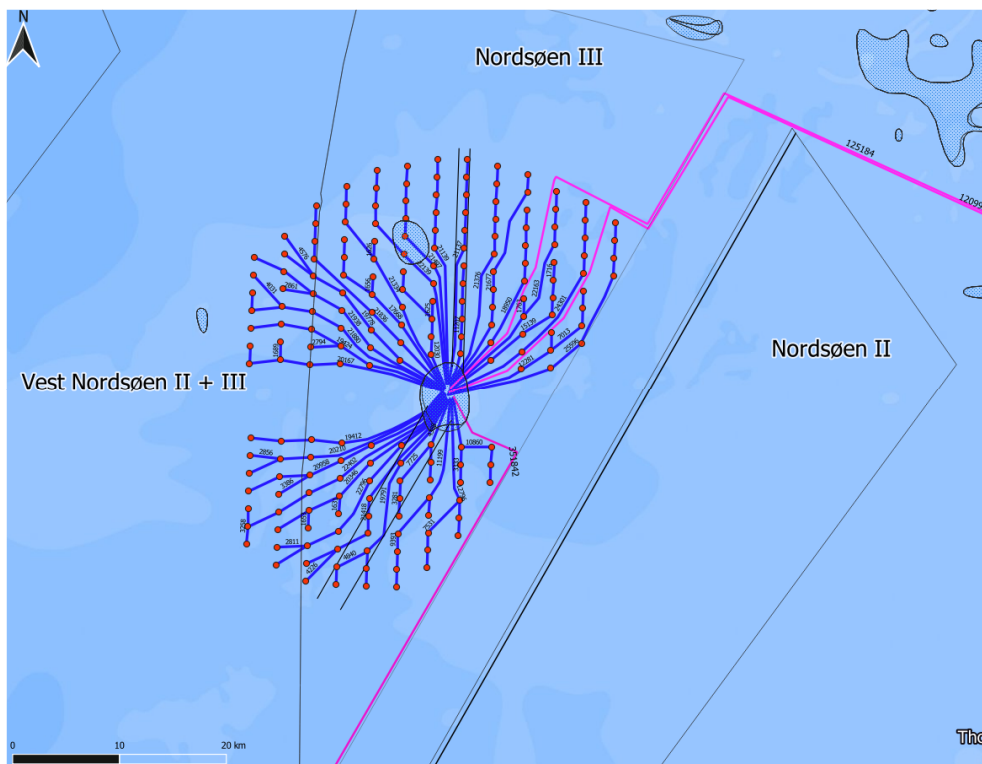
1x3 GW Cirkulært layout tilsluttet energiø

4a: 1x3 GW Cirkulært Layout tilsluttet Energiø_2GW DK+1GW NL



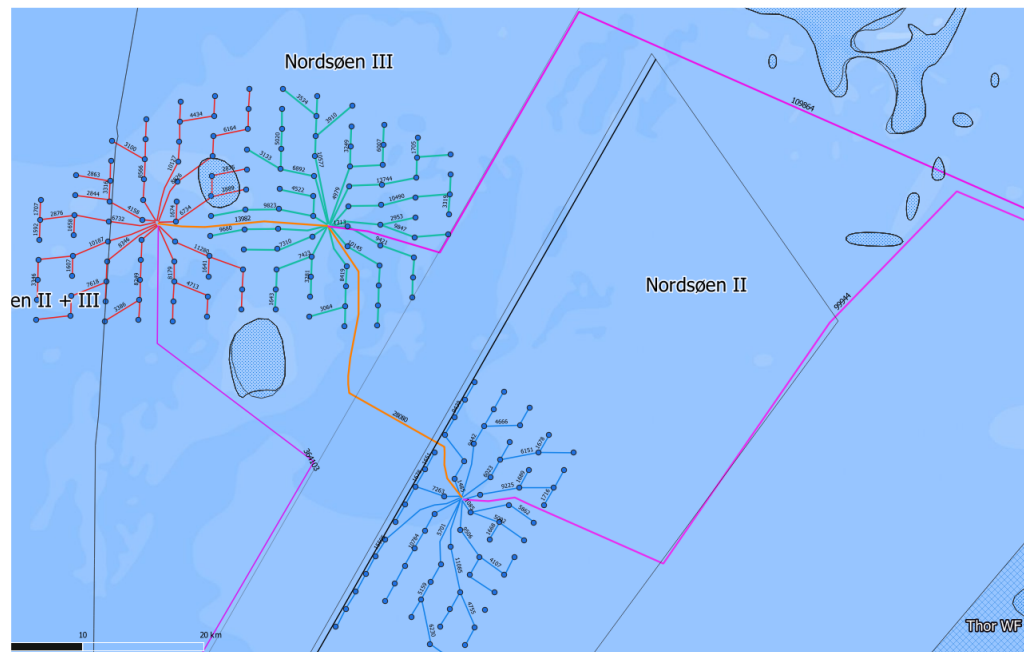
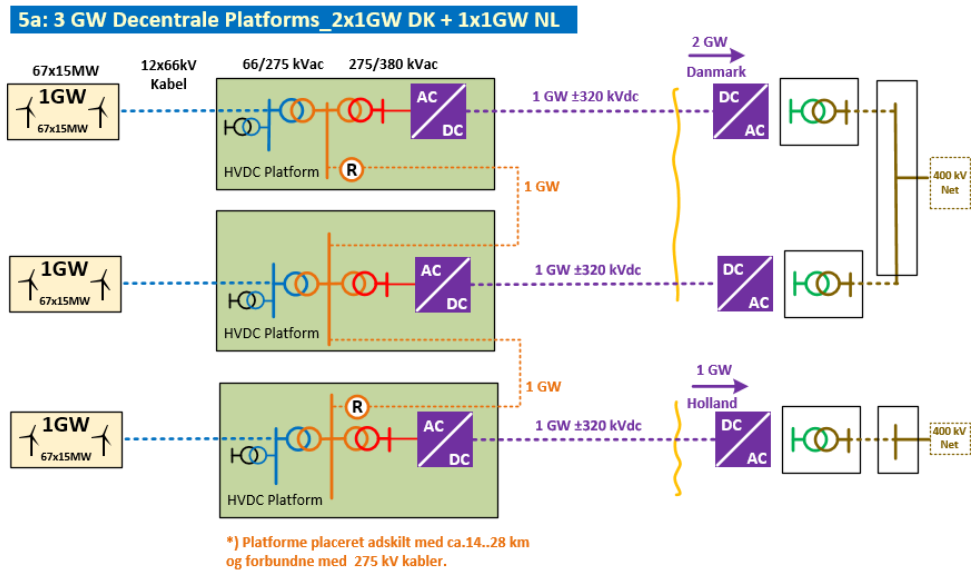
Scenarie 4b:
1+2 GW Cirkulært layout tilsluttet energiø.

Transmissionsnet topologi for dette scenarie er samme som for scenarie 4a.



Scenariet 5a

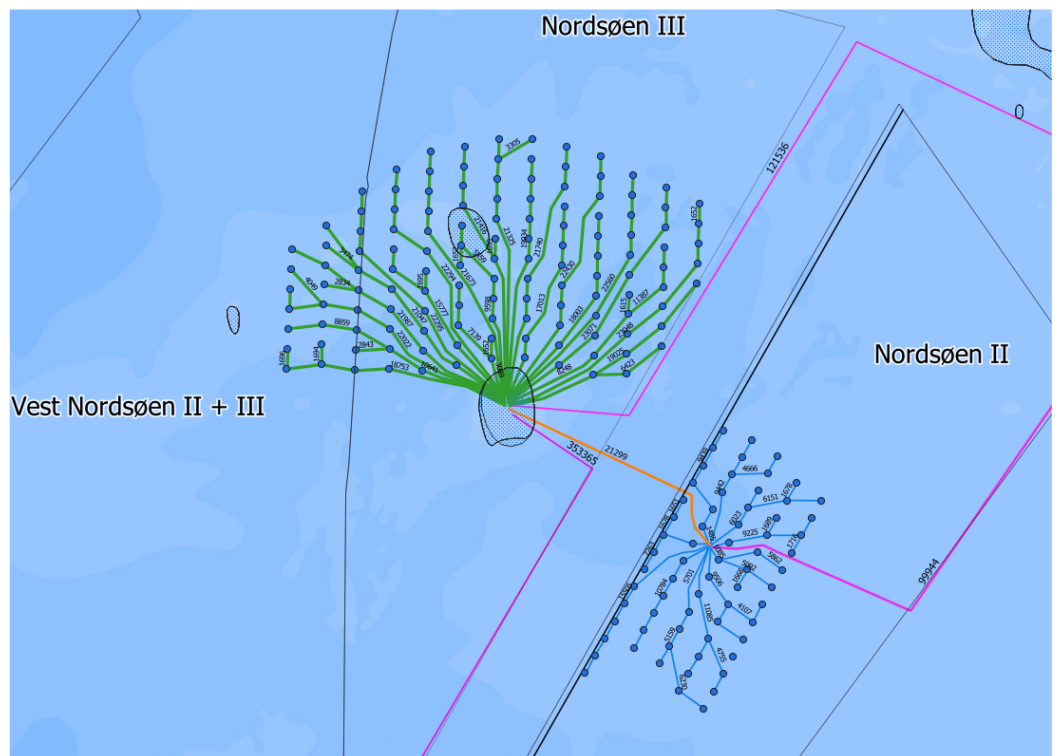
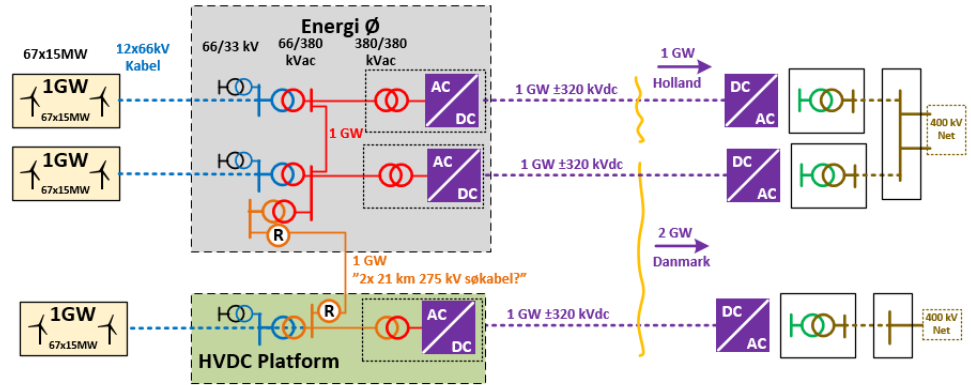
2 GW Cirkulært layout med 2x1GW HVAC-platforme & 1 GW NS II HVAC platform alle forbundet med 275 kV kabler indbyrdes

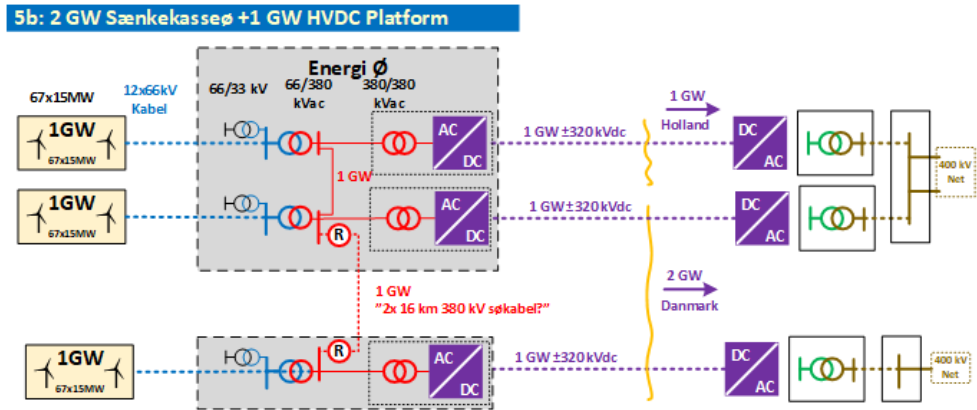


Scenariet 5b

2 GW Cirkulært layout til energiø & 1 GW NS II HVAC platform med 275 kV til energiø

5b: 2 GW Sænkekasseø +1 GW HVDC Platform

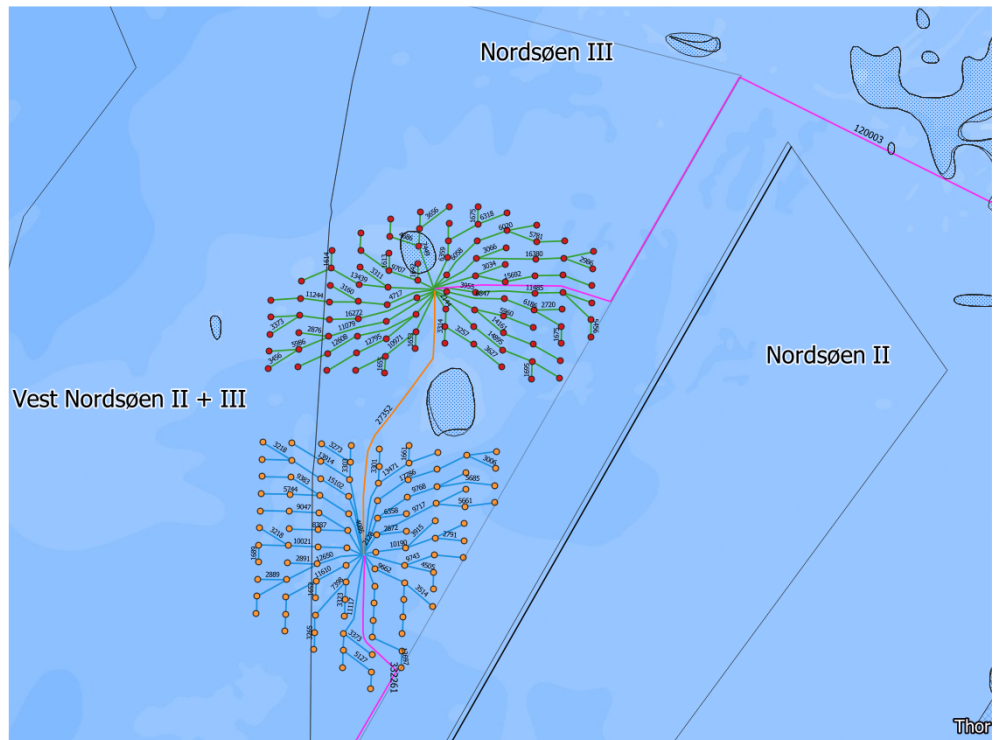
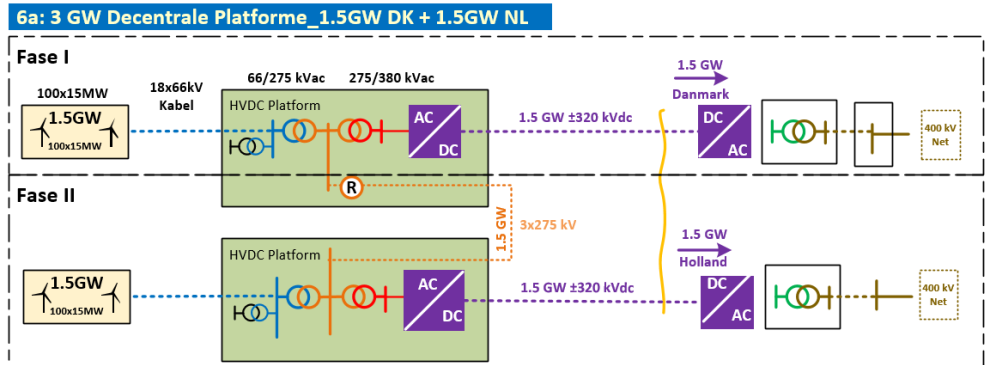




275 kVac forbindelsen mellem HVDC-plattformen og sænkekasseøen kan eventuelt udføres med 380 kV kabler, såfremt platformen flyttes til 1 GW områdets yderkant mod øen. Dette vil kræve en dybtgående teknisk/økonomisk analyse, eftersom omkostningerne og behovet for 380 kV shunt reaktorer til udbalance- ringen af kablernes capacitive ladestrømme skal afdækkes. Hvis overføringsve- nen for kun et 380 kV kabel kan accepteres, kan det være et attraktivt koncept.

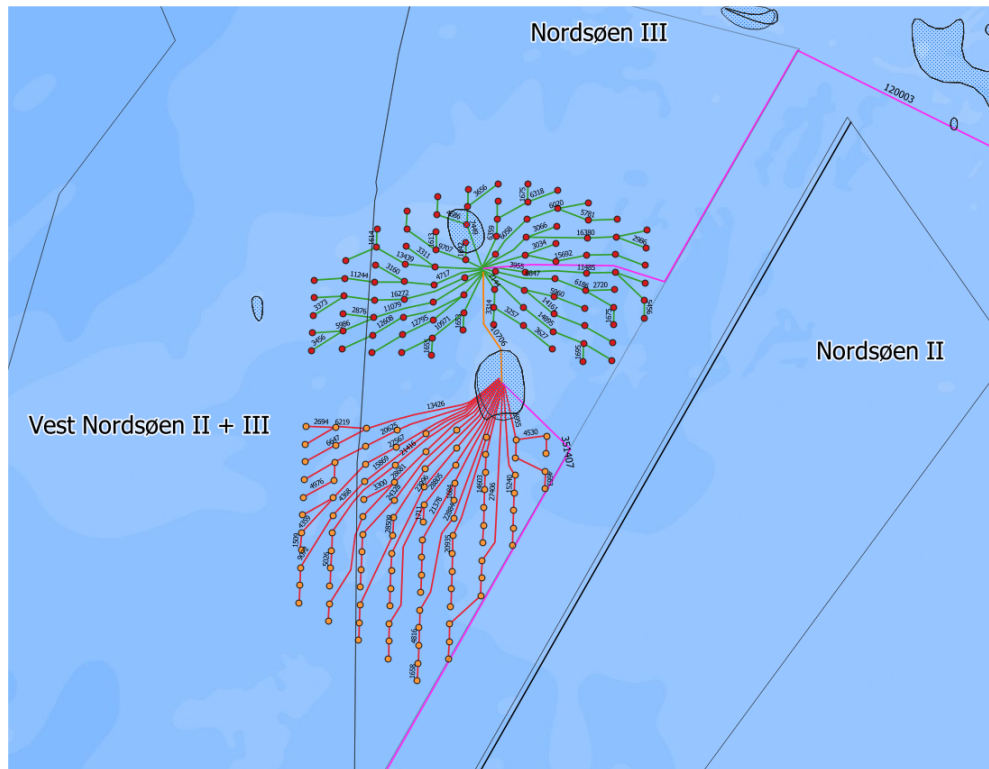
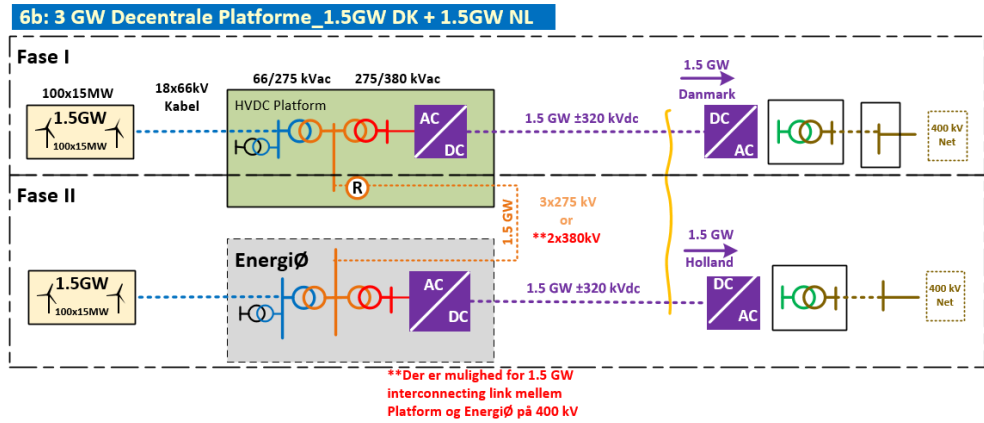
Scenariet 6a

3 GW Cirkulært layout 2x1.5 GW HVDC platforme "DK/NL" indbyrdes forbundet



Scenariet 6b

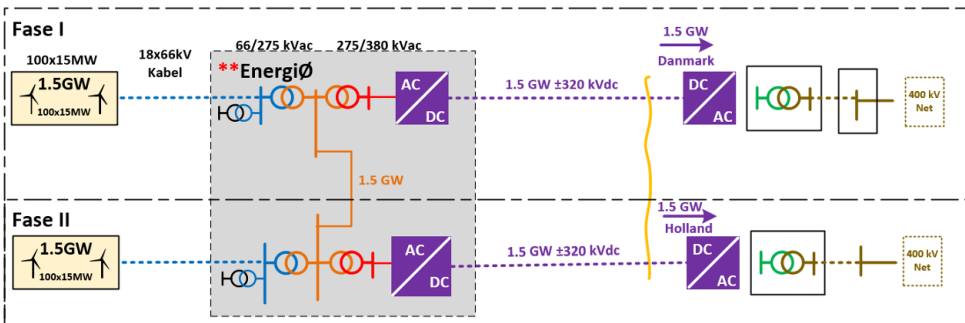
3 GW Cirkulært layout 1.5 GW HVDC platform "DK" ac-forbundet til ø + 1.5 GW tilsluttet ø med HVDC til NL



Scenariet 6c

3 GW Cirkulært layout 2x1.5 GW parker tilsluttet energiø og med HVDC forbindelser til DK/NL

6c: 3 GW Energiø_1.5GW DK + 1.5GW NL



**Energiø er en del af Phase I. Til gengæld, tilhørende El anlæg på Energiø til NL tilslutning, er en del af phase II

