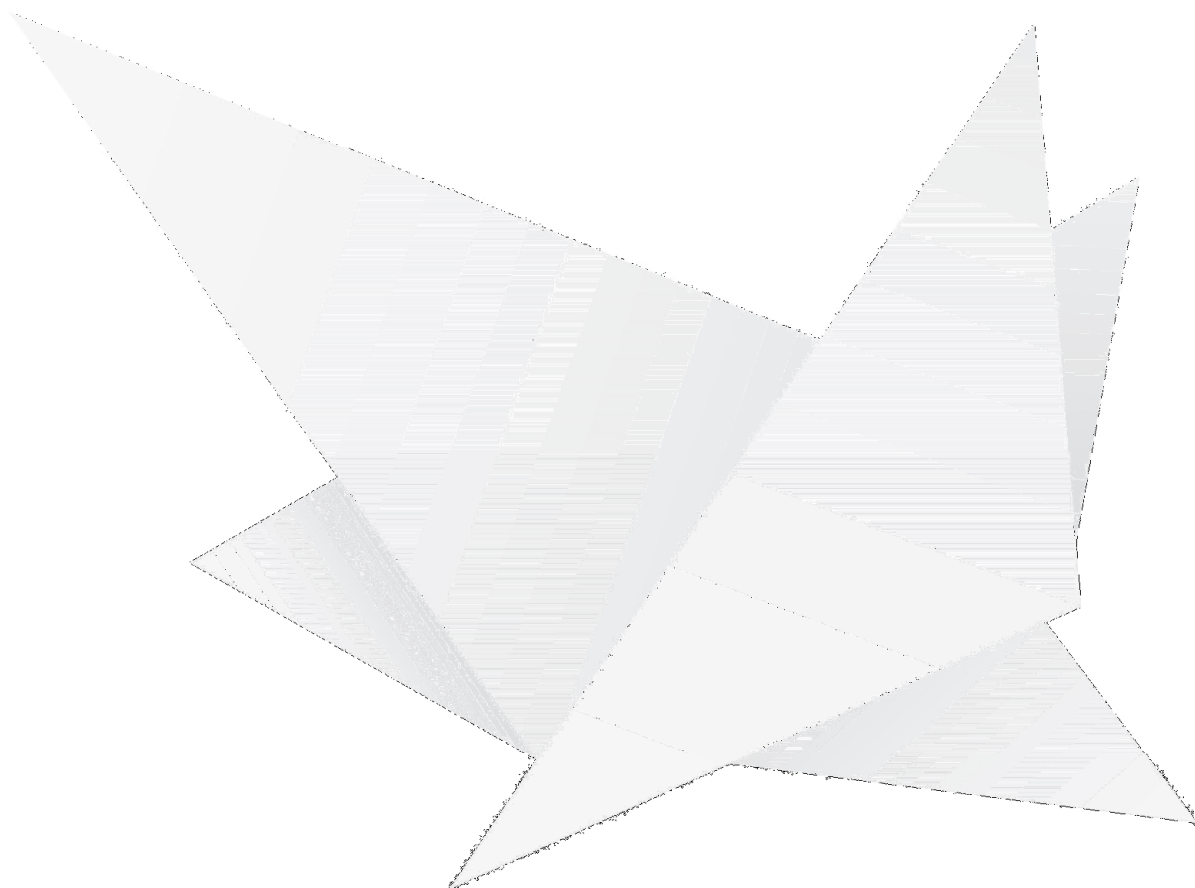


JANUAR 2021  
ENERGISTYRELSEN

# Cost benefit analyse og klimaaftryk af energiøer i Nordsøen og Østersøen



JANUAR 2021  
ENERGISTYRELSEN

# Cost benefit analyse og klimaaftryk af energiøer i Nordsøen og Østersøen

PROJEKTNR.

A209704

DOKUMENTNR.

A209704-001

VERSION

2

UDGIVELSES DATO

14.01.2021

BESKRIVELSE

Final report

UDARBEJDET

KELA, MGME,  
EKVE, NMSC, LAN

KONTROLLERET

LVHA, JAML, JURT, TRLC  
KNTH

GODKENDT

# INDHOLD

1	Forbehold	7
2	Forkortelser og Symbolforklaring	8
3	Referencer	10
4	Indledning	12
4.1	Opbygning af cost benefit analysen	13
5	Opsummering og konklusion	15
5.1	Konklusion og opsummering af delstudier	15
6	Placering af energiøerne	20
6.1	Placering Nordsøen	20
6.2	Placering Bornholm	20
7	Elektriske transmissionskoncepter	22
7.1	Energiø på Bornholm - 2 GW	24
7.2	Energiø i Nordsøen - 3 GW	26
7.3	Energiø i Nordsøen - 10 GW	36
8	Konstruktionsbeskrivelse for energiøer	49
8.1	Forudsætninger	49
8.2	Størrelsesestimater for sænkekasseøer	50
8.3	Konstruktionsbeskrivelse for sænkekasseø	55
8.4	Tidsplan for konstruktion af sænkekasseø	60
8.5	Konstruktionsbeskrivelse for platformso	64
9	Klimaaftryk og CO <sub>2</sub> udledninger	74
9.1	Antagelser	75

9.2	Materialemængder anvendt som input	75
9.3	Resultater	76
10	Tilgængelighed	79
10.1	Service af havvindmøller	79
10.2	Fartøjer og helikoptere	80
10.3	Afstand fra O&M center til havmøllerparkerne	81
10.4	Beskrivelse af vejrforhold	83
10.5	Generelle vejrvinduer	87
11	Priser for energiører og eltransmission	90
11.1	CAPEX-beregning	90
11.2	OPEX	98
11.3	Levetid og ABEX	99
12	Koncepter for udbygning af energiører	101
12.1	Power-to-X	101
12.2	Energilagring	107
12.3	Installations- drift og vedligeholdelseshub	109
13	Teknologisk eksportpotentiale	111
	Bilag 1: Tidsplan for 3 GW sænkekasseø i Nordsøen	113
	Bilag 2: Tidsplan for 10 GW sænkekasseø i Nordsøen	114



# 1 Forbehold

Studiet er udført baseret på opgavebeskrivelsen fra Energistyrelsen, der både er begrænset i omfang, detaljering, budget og tid. Studiet bør således ses som indledende forsøg på at åbne løsningsrummet for derved at kunne specificere usikkerheder, fokuspunkter og forslag til yderligere studier.

I nedenstående ses eksempler på yderligere studier, som det foreslås, at der ses nærmere på:

## Generelt

- > Scenarier for udbygning til 10 GW havmøllepark over tid
- > Forsyningsikkerheden ved 10 GW knudepunkt

## Transmissionssystemer

- > Optimering af Energiø Bornholm baseret på forventninger til Østersøen
- > Udbygning af det danske elnetværk
- > Stordriftsfordele ved at etablere HVDC-pladformer med kapacitet over 1 GW.

## Konstruktionsbeskrivelse

- > Udarbejdelse af mere detaljerede koncepter, hvorved usikkerhed reduceres
- > Vurdering af forekomsten af konstruktionsmaterialer

## Klimaaftryk og CO<sub>2</sub>-udledning

- > En øget detaljering af materialelisterne der indgår i havmøller, energiø og transmissionssystem

## Tilgængelighed

- > Udførelse af egentlige studier af transport, installation og O&M

## Omkostninger for energiøer

- > Omkostningsberegning baseret på mere detaljerede koncepter

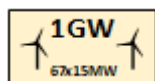
## Koncepter for udbygning af energiøer

- > Cost benefit analyse ved PtX konstruktion på energiø/land

## 2 Forkortelser og Symbolforklaring

AC	Alternating Current (Vekselstrøm er elektrisk strøm, der periodisk veksler i styrke og polaritet)
AEP	Annual Energy Production ( Den totale elektriske energi der produceres over et år)
DAC	Direct Air Capture (Teknologi, der opsamler f.eks. CO <sub>2</sub> fra atmosfærisk luft)
DC	Direct Current (Jævnstrøm er elektrisk strøm, der altid løber i samme retning)
DK1	Energinets betegnelse for transmissionsnettet i Jylland
DK2	Energinets betegnelse for transmissionsnettet på Sjælland
CAPEX	Capital expenditures (Anlægsinvesteringer)
CO <sub>2</sub>	Kuldioxid
CTV	Crew Transfer Vessel (Mindre service skib, der benyttes til transport af teknikere fra havn til møller)
EPD	Environmental Product Declaration (Miljøvaredeklarationer)
ECMWF	European Center for Medium-Range Weather Forecasts
ERA5	Public available database that provides hourly estimates of a large number of atmospheric, land and oceanic climate variables.
FEED	Front End Engineering Design (Designstadiet, der udføres efter et konceptdesign før et basic og detailed design)
GIB	Gas Insulated Busbar (Anvendes normalt som forbindelse indbyrdes mellem GIS og mellem GIS og transformertilslutninger)
GIS	Gas Insulated Switchgear (66 - 380 kV indendørs kompakt koblingsanlæg med SF <sub>6</sub> Gas)
GW	Giga Watt ( $W \times 10^9$ )
GW <sub>E</sub>	Giga Watt Elektrolyse
HLV	Heavy Lift Vessel (Fartøj med kran til installering af topside og jacket)
HV	Højspænding
H <sub>2</sub>	Brint
HVDC	Højspænding Jævnstrøm (Eg ±320 kVdc)
kV	Kilovolt
KV <sub>ac</sub>	Kilovolt AC
LCA	Life Cycle Assessment (Livscyklusvurdering)
LNG	Liquified Natural Gas (Den flydende form af naturgas)
MVA	Mega volt ampere
MW	Mega Watt ( $W \times 10^6$ )
MW <sub>E</sub>	Mega Watt Elektrolyse
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
O&M	Operation and Maintenance (Drift og vedligehold)
OPEX	Operating Expenses (Driftsomkostning)
PtX	Power to X (Energikonvertering af elektrisk energi til andet medie)
SCV	Små kommercielle skibe

SEA	Strategic Environmental Assessment (En proces i Danmark til vurdering af miljøeffekterne af foreslåede statslige projekter og programmer)
SS	Substation
SOV	Service Operation Vessel (Større service skib, der benyttes i længere perioder på havet inkl. teknikere, indkvartering og reservedslager)
TSO	Transmission System Operator (El transmissionsoperatører)
TRL	Technology Readiness Level (En metode til at estimere teknologiens modenhed)
VVM	VVM-redegørelse, vurdering af virkninger for miljøet (Engelsk: Environmental impact assessment el. EIA-assessment)
WTIV	Wind Turbine Installation Vessel (Vindmølleinstallationsfartøj)
ZEEDS	Zero Emission Energy Distribution at Sea (Initiativet forestiller sig et netværk af offshore-platforme, der bruger vind og/eller sol til at producere, lagre og distribuere nulemissionsbrændstoffer)



1 GW Vindmøllepark bestående af 67x15 MW installeret effekt



Konverterstation, omformer AC til DC eller DC til AC-spænding



Krafttransformer tilsluttet elektrisk afbryder og koblingsanlæg, omformer AC spændingen f.eks. 66 kV til 275 kV.

### 3 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/ A132994-2-0 - Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til energiø/hub

Ref. /2/ A132994-2-1 - Miljø og planmæssige forhold for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest Nordsø II + III

Ref. /3/ A132994-2-2 - Havbund og geologiske forhold for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest Nordsø II + III

Ref. /4/ A132994-2-3 - Vindressource, layouts og energiproduktion for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest Nordsø II + III

Ref. /5/ A132994-2-4 - Elektriske systemer for Bornholm I + II, Nordsøen II + III og området vest Nordsø II + III

Ref. /6/ A209800-1-0 - Tillæg til finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til energiø/hub

Ref. /7/ A132994-3 - Anslået tidslinje for konstruktion af energiø/hub i Nordsøen

Ref. /8/ Dalgic, Y., Dinwoodie, I., Lazakis, I., McMillan, D., & Revie, M. (2014). Optimum CTV fleet selection for offshore wind farm O&M activities.

Ref. /9/ Eva Topham, David McMillan (2016) Sustainable decommissioning of an offshore wind farm

Ref. /10/ R Camilla Thomson og Gareth P Harrison (2015) Life Cycle Costs and Carbon Emissions of Offshore Wind Power. A ClimateXChange report, Scotland

Ref. /11/ VESTAS (2019) The Vestas Sustainability Report 2019. VESTAS

Ref. /12/ Röckmann, Christine & Lagerveld, Sander & Stavenuiter, John. (2017). Operation and Maintenance Costs of Offshore Wind Farms and Potential Multi-use Platforms in the Dutch North Sea. 10.1007/978-3-319-51159-7\_4.

Ref. /13/ Anton Gustavsson, Erik Nyberg (2014) Maintenance Optimization of Offshore Wind Power - Concept Development for Future Cost Reduction. Master of Science Thesis in Management and Economics of Innovation at CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Ref. /14/ GL Garrad Hassan (2013). A Guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance

Ref. /15/ Siddharth Krishna Swamy et al. (2019) Benefit study for 1+3 potential locations for offshore hub-island. North Sea Wind Power Hub. Project number 06.37770

Ref. /16/ Peter Viebahn, Alexander Scholz (2019) The Potential Role of Direct Air Capture in the German Energy Research Program—Results of a Multi-Dimensional Analysis. Energies vol. 12, doi: 10.3390/en12183443

Ref. /17/ Bartels, Jeffrey Ralph (2008) A feasibility study of implementing an Ammonia Economy. Graduate Theses and Dissertations 11132

- Ref. /18/ Rahman et al. (2013) Facility layout optimization of an ammonia plant based on risk and economic analysis. 10th International Conference on Mechanical Engineering
- Ref. /19/ World Energy Council (2017) Bringing North Sea Energy Ashore Efficiently. World Energy Council Netherlands reg. nr. 62521780
- Ref. /20/ Erin Kennedy et al. (2019) Hydrohub HyChain 3 - Analysis of the current state and outlook of technologies for production - Hydrogen Supply Chain Technology Assessment. Institute of Sustainable Process Technology
- Ref. /21/ Anthony Wang et. al (2020) European Hydrogen Backbone. How a dedicated hydrogen infrastructure can be created - Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga

Ref. /1/ - Ref. /5/: Rapporter er publiceret på <https://ens.dk/ansvarsomraa-der/vindenergi/fakta-om-vindenergi>.

## 4 Indledning

I forbindelse med klimaaftalen af 22. juni 2020 er det besluttet, at der skal opføres to energiøer i henholdsvis Nordsøen og Østersøen. Energiøerne skal i første omgang fungere som bindeled mellem flere store havvindmølleparker samt tilhørende transmissionslinjer til både den danske kyst, men også til en eller flere nabolande. Potentialet for udvidelse af øerne er under overvejelse med henblik på at forbinde yderligere havvindmølleparker, samt tjene andre formål så som servicecenter for havmølleparkerne, energilagring, konvertering af strøm til andre energikilder (PtX) m.m.

I Nordsøen undersøges og sammenlignes energiøen i forhold til to funderingskoncepter nemlig en sænkekasseø eller platformso. Øen vil være placeret ca. 100 km fra den danske kyst. I basiskonfiguration supporterer øen 3 GW og i den udbyggede version 10 GW havvind.

For Østersøen vil Bornholm fungere som energiø. Her vil der skulle erhverves og projekteres det nødvendige bindeled mellem en 2 GW vindmøllepark i Østersøen og transmissionslinjer til dels Østdanmark og et naboland. Der er ikke analyseret et udbygget scenarie for Bornholm, men det skal dog bemærkes, at Bornholm har en central placering i forhold til kommende udbygning af offshore vind i Østersøen for både Danmark og omkringliggende lande.

Energistyrelsen og COWI A/S har i samarbejde lavet en screening af bruttoområderne for havmølleparker i dansk farvand. Screeningen har resulteret i en økonomisk rangordning af forskellige havmølleparker samt sekundært en grov screening af placeringen af energiøen i Nordsøen. Rapporten med præsentationen af screeningen og et tillæg til denne rapport fra henholdsvis foråret 2020 (Ref. /1/) og sommeren 2020 (Ref. /6/) danner baggrund for undersøgelsen i nærværende rapport.

I denne rapport præsenteres energiøerne og analyser, der kan tydeliggøre fordele og ulemper ved de mulige konstellationer af en energiø:

- > Energiø Bornholm med 2 GW havvind i Østersøen
- > Sænkekasseø og transmissionsanlæg med 3 GW havvind i Nordsøen
- > Sænkekasseø, transmissionsanlæg og servicecenter med 3 GW havvind i Nordsøen
- > Sænkekasseø, transmissionsanlæg og servicecenter med 10 GW havvind i Nordsøen
- > Platformso med 3 GW havvind i Nordsøen
- > Platformso med 10 GW i Nordsøen
- > Decentral platformso med 10 GW i Nordsøen

## 4.1 Opbygning af cost benefit analysen

Der bliver for hver enkelt konstellation foretaget en cost benefit analyse, herunder sammenligning af priser og fordele ved de forskellige konstellationer.

Begrebet energiø repræsenterer et nyt kapitel for offshore vind på verdensplan og med nye kapitler kommer mange nye spørgsmål. Rapporten er opbygget kronologisk i den forstand, at COWI har åbnet løsningsrummet, begrænset det og sammenlignet en række udvalgte alternativer. I processen, er der således genereret læring og forståelse, der kan benyttes i det videre arbejde med energiøer. Dette studie må dog ikke betragtes som endeligt.

Hovedelementerne i cost benefit analysen er således:

### Placering af havmølleparkerne og energiøerne

Placeringen af havmølleparkerne og øerne er givet i tidligere studier (Ref. /1/ og Ref. /6/) og de vil blive genopfrisket for læseren, da de har afgørende betydning for cost benefit analysen.

### Elektriske transmissionsanlæg

De to dominerede poster i omkostningsdelen af cost benefit analysen er henholdsvis havmøllerne og det elektriske transmissionsanlæg. Da placeringen og omkostningerne af møllerne allerede er beskrevet i Ref. /6/ er det således afgørende i denne rapport, at der, som det første, er fokuseret på det elektriske transmissionskoncept. Det skal således afklares hvilke komponenter der indgår i systemet, og hvordan komponenterne bindes sammen for at transmissionen af strøm sker effektivt.

### Størrelse og fundering af energiøerne

Efter omkostningerne til havmøllerne og det elektriske transmissionsanlæg kommer omkostningen til selve øen med mindre vægt. I første omgang undersøges arealbehovet for øen og senere funderingstypen sænkekasseø hhv. platformso. Generelt giver sænkekasseøen mulighed for flere alternativer, der vil være beskrevet i rapporten.

### Cost benefit analyse

Baseret på undersøgelsen af de tre hovedelementer beregnes og sammenlignes de samlede omkostninger, herunder CAPEX og OPEX. Dette vil danne rammen om den første sammenligning af de forskellige koncepter, hvorefter næste del af studiet vil skifte fokus fra omkostninger til fordelene ved de forskellige koncepter.

### Klimaaftryk og CO<sub>2</sub> udledninger

Et overslag, på hvilke ressourcer der skal anvendes til de forskellige konstellationer, laves for at angive klimaaftrykket. Der vil blive foretaget en beregning af CO<sub>2</sub> udledninger i forbindelse med etablering af de forskellige funderingstyper med henblik på at kunne vise forskellen.

### Tilgængelighed

Der laves en vurdering af, hvor tilgængelige de forskellige energiøkonstellationer vil være i forhold til landgang og vejr samt hvilke økonomiske konsekvenser tilgængeligheden vil have.

### Koncepter for udbygning af energiøer - Innovation

De fysiske begrænsninger i forhold til servicecenter, lagring og PtX på energiøerne undersøges sammen med de økonomiske konsekvenser af disse begrænsninger for sænkekasseø og platformso.

I forbindelse med en forøgelse af øens areal, vurderes værdien der kan forekomme ved at inkludere andre aktiviteter, så som havneaktiviteter, service til havvindmøllerne, udstationering etc.

### Eksportpotentiale

Potentialet for opbygning af dansk kompetence indenfor området, der kan gavne eksporten.



## 5 Opsummering og konklusion

Der er udført en række studier af forskellige parametre i forhold til etableringen af en energiø på henholdsvis Bornholm og i Nordsøen, som en platformso og yderligere i Nordsøen, som en sænkekasseø. Konklusionen for det samlede studie samt opsummeringen af de enkelte studier er givet i dette afsnit.

Baseret på delkonklusionerne, der bliver præsenteret i dette afsnit, vurderes det eftervist, at selve energiøerne kun udgør en mindre del af det totale CAPEX-budget. Ud af de forskellige energiøkonfigurationer giver det mest mening at sammenligne de forskellige alternativer i Nordsøen.

Sænkekasseøen demonstrerer fordele, når det kommer til:

- > Indikativ billigste løsning for 10 GW, dog bør usikkerheden reduceres i yderligere studier.
- > Mulighed for beskyttet havn, service og vedligeholdelsesfacilitet
- > Fordele ved opskalering fra 3 til 10 GW
- > Mulighed for udvidet funktionalitet ved bl.a. PtX
- > Sammenkobling af elektriske systemer på landfast forbindelse
- > Mere fleksibelt interface mellem fundament og topside

Platformsoen demonstrerer fordele, når det kommer til:

- > Relativt moden teknologi i de ønskede dimensioner
- > Mulighed for central/decentral løsning uden betydelig indvirkning på CAPEX.
- > Bedre mulighed for gradvis implementering
- > Mindre konstruktionsarbejde for til havs for selve platformsoen

### 5.1 Konklusion og opsummering af delstudier

Etableringen af energiøer er en nødvendighed for effektivt at kunne tilgå de store vindressourcer, der er tilgængeligt i henholdsvis Nordsøen og Østersøen, da afstanden til det danske elnet overstiger afstanden for, hvad der normalt transporteres med de traditionelle AC-transformer platforme. Den første HVDC-forbindelse mellem havmølleparker og landbaseret elnetværk blev spændingsat i 2010 med BorWin 1 (400 MW), der blev forbundet til det tyske elnet via 125 km søkabel. Næste skridt i udvikling af transmission af endnu større mængder strøm fra havmølleparkerne til land kommer således ved anvendelse af egentlige energiøer, der modtager energi fra havmølleparkerne og transmitterer energien til land, når der opnås bedst pris samt faciliterer transmissionsselskabernes behov for at udveksle energi, landende i mellem (også når vindmøllerne ikke producerer).

**Placeringen af energiøerne** følger tidligere studier (Ref. /6/) nemlig i et relativt lavvandet område 100 km fra den jyske vestkyst og på Bornholm, hvor øen allerede er etableret naturligt. Formålet med placeringen i Nordsøen og Østersøen er at få adgang til de store vindressourcer i dansk farvand samt at kunne transmittere dele af strømmen til udlandet.

**Bornholm** er interessant placeret i forhold til udbygningen af havvindmøller i Østersøen. Transmissionskonceptet for Bornholm er baseret på 2GW leveret fra havmøllerparker i dansk farvand jf. tidligere udførte studier (Ref. /1/). Der er ikke undersøgt yderligere udbygning af energiøen på Bornholm. I Nordsøen er der undersøgt forskellige transmissionskoncepter og der er udarbejdet forslag til, hvordan transmissionssystemet kan udformes i både en første 3 GW fase og senere en endelig 10 GW fase. Transmissionskoncepterne er baseret på tidligere udførte studier (Ref. /1/) ved anvendelse af HVDC-teknologi velegnet til energitransport over lange afstande. Sænkekasseøen er undersøgt i forhold til en central placering blandt de 10 GW havmøllerparker. Det konkluderes, at alle havmøllerparker kan forbindes direkte til øen i den første 3 GW fase, mens AC platforme vil være nødvendigt for op til 4 havmøllerparker, når der udbygges til 10 GW. En af de tydelige fordele ved sænkekasseøen er sammenkoblingen af de forskellige elektriske systemer inklusiv udbygningen, der kan ske på samme landfaste område. Sænkekasseøen giver ligeledes øget fleksibilitet i forhold til udbygning med elektriske systemer, hvor det er væsentligt sværere at udbygge platforme, som allerede for nuværende har nået maksimumstørrelsen for konventionelle platforme.

**En platformso i Nordsøen** bestående af flere platforme, der er placeret centralt (3 og 10 GW) eller i decentrale klynger (10 GW) er ligeledes undersøgt i flere forskellige konfigurationer. Der er identificeret en generel udfordring ved platformsoen ved forbindelse af de forskellige platforme, der er placeret tæt på hinanden 200-300 m. I dette studie er der foreslået luftledninger, der dog vil være udfordret af saltbelægninger samt generelle ekstreme forhold i Nordsøen. Et alternativ er søkabler, hvilket ligeledes vil give yderligere udfordringer i forhold til kabelkrydsninger. Forbindelse af platformene i platformsoen bør studeres nærmere. Platformsoen har fordel af at være kendt teknologi og de er således beskrevet ud fra eksisterende erfaring. Dog forventes teknologien at modnes frem mod 2030 hvoraf platformene må forventes at få større transmissionskapacitet samt lavere CAPEX pr. kapacitet. Den decentrale platformso giver en interessant mulighed for at reducere antallet af AC-platforme. Til gengæld skal der yderligere kabelforbindelser til at forbinde de forskellige klynger. Alle transmissionskoncepter er vurderet realistiske og de overgår således til videre undersøgelse af omkostningerne.

arealbehovet ved en sænkekasseø er defineret i 4 forskellige scenarier fra den mindste konfiguration af en sænkekasseø, der kun indeholder et 3 GW transmissionssystem (12 ha) til en væsentlig større sænkekasseø med 10 GW transmissionssystem, havn, service, drift, vedligehold og PtX anlæg (49 ha). Der er udarbejdet et konceptdesign af sænkekassens tværsnit, hvorfra materialer og pris for sænkekasseøen kan beregnes. Det er muligt at udbygge en sænkekasseø, men da der vil være betydelige opstartsudgifter ved etableringen af en sænkekasseø, er det i dette projekt antaget, at der allerede fra start bygges til endelig størrelse. Dette ses specielt i forhold til senere konklusion, hvoraf det fremgår, at sænkekasseø kun bidrager med en mindre del af det totale CAPEX-budget. For platformsoen beregnes pris og materialer ved at opskalere, baseret på mindre eksisterende projekter samt direkte multiplicering med antallet af benyttede enheder.

**Klimaaftryk og CO<sub>2</sub> udledninger** er behandlet indledningsvis og ved simplificeret beregning, hvorfra det først og fremmest kan konkluderes, at der benyttes flere materialer ved sænkekasseøen sammenlignet med platformsøen. Dette skyldes primært sænkekasserne og den beskyttende overbygning af armeret beton, der således indeholder store mængder af både beton og stål. Mængden af stål i sænkekasseøen er således tilsvarende platformsøen for 3 GW og ca. halvdelen for 10 GW. Forskellen i materialer gør sig således også gældende, når CO<sub>2</sub>-ækvivalenter sammenlignes for de forskellige konstruktioner. For en 3 GW sænkekasseø er CO<sub>2</sub>-ækvivalenter fire gange så store, som for en platformsø, mens forskellen reduceres til en faktor 2 ved 10 GW. Når CO<sub>2</sub>-ækvivalenter udregnes for tårne, møller, kabler og forbindelser medregnes, fås værdier der er ca. 10 gange større, hvorfor forskellen mellem de forskellige energiører udlignes. Miljøpåvirkninger og CO<sub>2</sub> udledninger under drifts- og vedligeholdelsesfasen samt dekommissioneringsfasen er ikke studeret nærmere i denne rapport men baseret på betragtninger af den teknologiske udvikling indikeres det at de to faser samlet vil bidrage positivt til at reducere den totale klimapåvirkning og CO<sub>2</sub> udledning af livscyklusen. Da materialer og komponenter genanvendes i nye livscyklusser og drift- og vedligeholdelses operationerne udføres med moderne og miljø rigtig teknologi.

**Tilgængeligheden** for transport, installation, service og vedligehold af havmølleparkerne er undersøgt for både Østersøen og Nordsøen. Ikke overraskende er bølgeklimate væsentligt mildere i den beskyttede Østersø. Kombineret med relativt kort afstand fra havnene på Bornholm vurderes CTV skibene uden nærmere studier, at være mest fordelagtige for service og vedligehold af havmølleparkerne nær Bornholm evt. med support af helikoptere, der kan overføre teknikere under mere ekstreme vejrforhold. I forhold til Nordsøen synes afstanden fra land til havmølleparkerne at diktere de noget større SOV skibe i tilfælde med platformsøen. Ved sænkekasseøen forventes fordelene ved den korte afstand mellem energiør og havmølleparker at skabe et fordelagtigt scenarie for CTV skibe kombineret med helikoptersupport. Selv ved den centralt placerede sænkekasseø, vil der være områder i den sydvestlige del af nordsøområderne udlagt til havmølleparker, hvor afstanden til den jyske vestkyst er mindre end til energiøren, hvorfor SOV skibe formentligt også vil være fordelagtige her, selvom der etableres en sænkekasseø. Generelt bemærkes det, at transport, installation, service og vedligehold af havmølleparkerne er muligt i Nordsøen selv om sandsynligheden for et vejrvindue er væsentligt større i Østersøen. Til sammenligning er sandsynligheden for et vejrvindue ens mellem en CTV i Østersøen (Hs 2m) og SOV i Nordsøen (Hs 3m).

**Omkostningsberegningerne** følger materialeforbruget. Der er hentet betydeligt input fra tidligere screeningsopgaver, hvorfor beregningerne fra Bornholm ikke indeholder ændringer i forhold til tidligere rapporterede værdier.

- > Generelt konkluderes, at det totale CAPEX-budget for 3 GW havmølleparker, eltransmission og den mindste sænkekasseø er 58,4–59,7 mia. DKK afhængigt af funktionen af sænkekasseøen hvilket er tilsvarende de 59,1 mia. DKK systemet med en platformsø koster usikkerheden taget i betragtning. . Det totale CAPEX-budget for 10 GW havmølleparker, el-transmission og

sænkekasseø er 9,7 mia. DKK billigere end det tilsvarende system med platformso ( ~4%).

- > For at få et mere direkte sammenligningsgrundlag mellem sænkekasseøen og platformsoen ekskluderes bidragene fra havmølleparkerne, HVDC-stationerne på land og hovedparten af sø/land kabelanlægget, der alligevel vil antage samme omkostning. Ved denne sammenligning bliver den procentvise forskel mellem sænkekasseøen og platformsoen større. Det fokuserede CAPEX-budget er sænkekasseøen mellem 15,1-16,4 mia. DKK tilsvarende 15,8 mia. DKK for den centrale platformso for 3 GW. Det fokuserede CAPEX-budget for sænkekasseø er 9,5 mia. billigere ( ~16%) end den centrale platformso for 10 GW.
- > Med udgangspunkt i det totale CAPEX-budget på 210,2 mia. DKK for 10 GW havmølleparker, transmission og en sænkekasseø bemærkes det at havmøllerne udgør knapt ( ~50%), de elektriske systemer ( ~45%) og sænkekasseøen ( ~5%), hvorfor det er noteret, at størrelsen på øen har mindre betydning for det totale CAPEX-budget. Af samme grund kan det således heller ikke vises, at en energiø på Bornholm har reduceret CAPEX ved den naturlige ø, der allerede eksisterer, da CAPEX i høj grad dikteres af de elektriske systemer der er relativt dyrere.
- > Vedsammenligning af den centrale og decentrale platformso er forskellen ligeledes begrænset og omkring 1%, hvilket er langt under usikkerheden i CAPEX-beregningen.
- > En alternativ konfiguration af HVDC eksportsystemet er undersøgt hvor der føres 1,5 GW til DK, 0,75 GW til DE og 0,75 GW til NL. Dette alternativ resulterer i at det fokuserede CAPEX-budget med sænkekasseøen bliver 1,5 mia. DKK (+6%) dyrere mens et fokuserede CAPEX-budget med platformsoen bliver 5,4 mia. dyrere (+15%). Platformsomkostningen kan dog reduceres ved at optimere størrelsen af platformene. Derved konkluderes at sænkekasseøen og platformsoen får sammenlignelig ekstra omkostning ved dette alternativ.

**Drift og vedligeholdelses** udgifterne er estimeret for havmølleparkerne og de elektriske systemer inklusiv energiøen for henholdsvis 3GW havmølleparker og 10 GW havmølleparker. Beregningerne baserer sig på et kostestimat på 75 kr./MWh der således resulterer i 1.100 millioner DKK / år for 3 GW havvind og 3.600 millioner DKK / årlig for 10 GW havvind. Prisen for vedligeholdelse af sænkekasseøen alene er estimeret til 1% årligt af CAPEX for sænkekasseøen svarende til 66 millioner DKK / år for 3 GW kapacitet og 100 millioner DKK / årlig for 10 GW kapacitet. Prisen for drift og vedligeholdelse af fundamentet for platformsoen (jackets) forventes at være væsentligt billigere end fundamentet for sænkekasseøen til gengæld er der andre drift og vedligeholdelses udgifter der kan reduceres ved sænkekasseøen. I senere afsnit sammenlignes de to løsninger under hensyntagen til den drift og vedligeholdelses hub som sænkekasseøen kan tilbyde.

**Dekommissionering** af havmøllerparkerne og de elektriske systemer baseret på litteratur og COWI's erfaring hvoraf den totale dekommissioneringsudgift estimeres til 2-3% af det samlede CAPEX budget. De enkelte elementer bliver dekommissioneret på forskellig vis. Mens platformsøen forventes dekommissioneret traditionelt ved fjernelse af topsiden og helt eller delvist fjernelse af fundamentet så vurderes det at der ikke er udtrykkeligt krav til at selve sænkekasseøen skal fjernes. Der eksisterer således et alternativt hvor den markeres og observeres.

**PtX** med kapacitet på 1 GW er undersøgt i forhold til placeringen på energiøen med henblik på at opnå besparelse i transmissionsanlægget. De to mest nærliggende produkter vil være hydrogen eller ammoniak. For videre behandling af hydrogen skal der bruges en CO<sub>2</sub> kilde. CO<sub>2</sub> produktion fra atmosfæren vha. Direct Air Capture (DAC) er undersøgt, men ikke fundet relevant grundet behov for fossilt brændstof og stor usikkerhed omkring pladskrav. Teknologien bør dog monitoreres. Ammoniak har fordele i forhold til hydrogen, når det kommer til mindre ekstreme tryk og temperaturer. Ammoniak er en giftig og eksplosiv gas, så de sikkerhedsmæssige perspektiver bør undersøges nærmere. Der er undersøgt en kapacitet på 1,0 GW<sub>e</sub> elektrolyse, og det antages, at teknologien på sigt kan opnå en effektivitet på 70%. Der produceres overskudsvarme svarende til 300 MW ved 70% effektivitet, hvoraf de 250 MW ville kunne udnyttes som fjernvarme på land. Dette er ikke tilfældet offshore, hvorfor havvand vil blive benyttet til køling. Mens det estimerede areal kun dækker en begrænset del af energiøen (3,3 ha) vil den estimerede CAPEX-omkostning på 10 mia. DKK ikke kunne dækkes af besparelser på at ændre eksportdelen af transmissionssystemet fra 10 GW til 9 GW. Det anbefales, at der udføres et feasibility studie for offshore elektrolyse, da emnet kun er berørt meget overfladisk i dette studie.

**Energilagring** er overfladisk berørt i studiet og indledende arealestimater indikerer, at lagring af så store mængder energi udover PtX med skib/pipeline væk fra energiøen ikke er hensigtsmæssig, da der skal bruges meget store arealer til at lagre energien.

**Installations- Drift og vedligeholdelses hub** er behandlet med reference til ECNs studie for North Sea Wind Power Hub. Studiet konkluderer at der kan opnås omkostningsbesparelser på en kombineret energiø og serviceø. Vendepunktet for omkostningsbesparelser er for placeringer mellem 80-104 km fra land. Enhver større afstand skaber en årlig omkostningsbesparelse på 3,8-6,2% under installation af havvindmøllerparkerne. Ydermere, kan der også opnås omkostningsbesparelser i området 0,1%-1,3% ved drift og vedligeholdelse af havmøllerparkerne. Det har ikke været muligt inden for budgettet af dette studie at opstille de relevante beregninger, der kunne eftervise ECNs studie. Dog skal det tilføjes, at mere fleksibilitet i forhold til vejrvinduer og reduceret vente- og transporttid naturligt vil medføre besparelser.

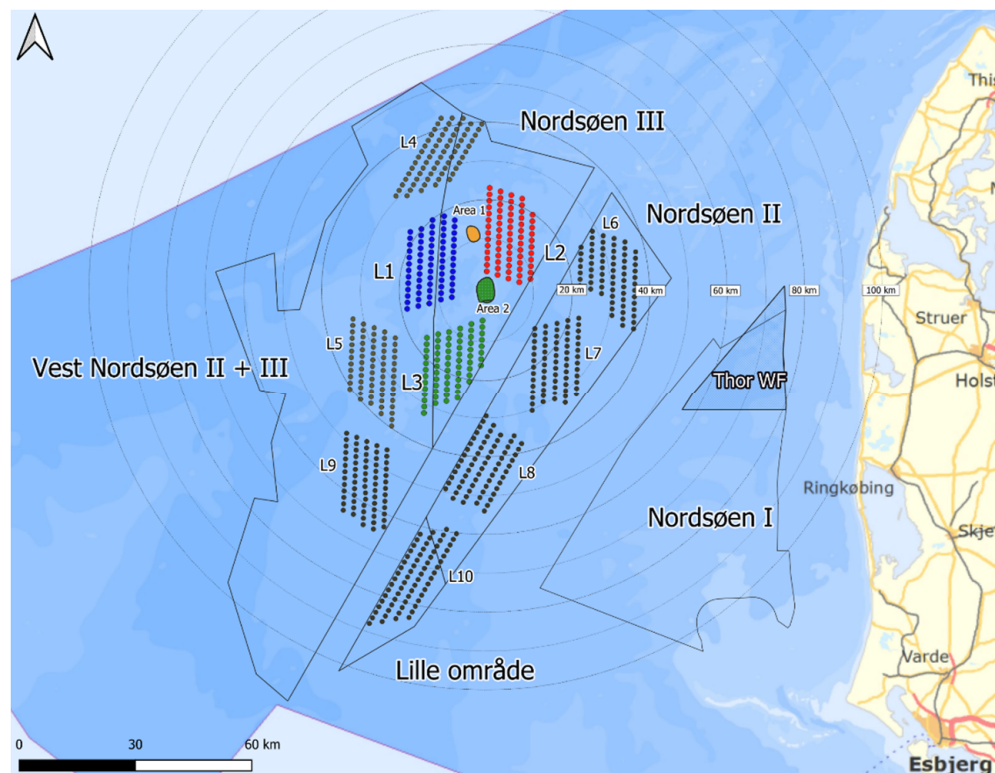
**Teknologisk eksportpotentiale** behandlings indledningsvist i rapporten. Det vurderes at opbygningen af kompetencer for design, udvikling og opførelse af energiøer, el-transmission, energilagring, PtX samt en service- og vedligeholdelseshub vil kunne sætte Danmark i en ny teknologisk global førerposition på den grønne omstilling.

## 6 Placering af energiøerne

Placeringen af energiøerne og havmøllerparkerne er baseret på tidligere studier udarbejdet af COWI A/S i samarbejde med Energistyrelsen og Energinet.

### 6.1 Placering Nordsøen

Screeningen viste, at der er to områder i Nordsøen med relativt lav vanddybde 26-27 m og stor afstand til kysten. Disse to områder giver således en unik mulighed for at bygge en kunstig energiø. Den foretrukne placering for energiøen og tilhørende havvindmølleparker i Nordsøen er ca. 100 km fra kysten og er angivet i Figur 6-1. Dette er et resultat af COWIs finscreening fremlagt i Ref. /6/.



Figur 6-1 Placering af ti vindmølleparker og energiø i Nordsøen (Area 2).

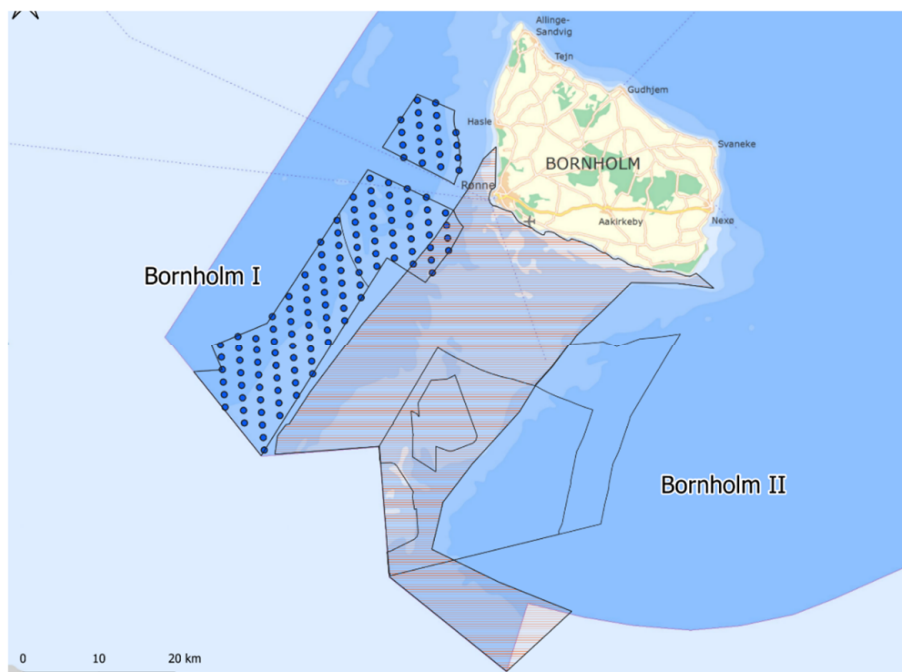
Denne placering danner grundlag for undersøgelserne foretaget i nærværende rapport.

### 6.2 Placering Bornholm

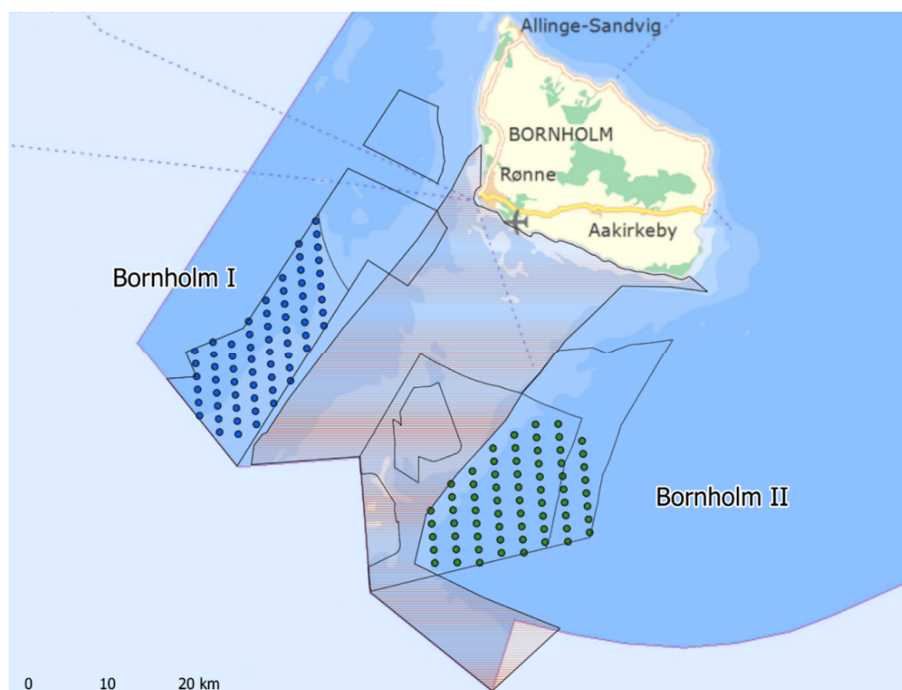
I Ref. /6/ blev to forskellige scenarier for placering af vindmølleparkerne i det markerede område i Figur 6-2 evalueret:

- > 2 GW installeret kapacitet i Bornholm I
- > 1 GW installeret kapacitet i henholdsvis Bornholm I og II





Figur 6-2 Placering af vindmølleparker ved Bornholm – scenarie 1



Figur 6-3 Placering af vindmølleparker ved Bornholm – scenarie 2

Disse to konstellationer for placering af vindmøllerne danner grundlag for undersøgelserne foretaget i nærværende rapport. Placering af transmissionsanlæggene på Bornholm er ikke analyseret, da de er af mindre betydning på nuværende stadie. Dog bør alternative placeringer overvejes på et senere tidspunkt i forhold til den kommende udbygning af havmølleparker i dansk og udenlandsk farvand.

## 7 Elektriske transmissionskoncepter

Fastlæggelse af omkostningsestimaterne for de forskellige konfigurationer af energiører tager udgangspunkt i foreløbige antagelser om, hvordan de fremtidige elektriske transmissionsanlæg udformes. Antagelser benyttes i udarbejdelsen af de efterfølgende transmissionskoncepter, der hovedsageligt anvendes til sammenligningen af Bornholm, sænkekasseøen og platformøen. Koncepterne indeholder således adskillige grove antagelser, som bør efterprøves og optimeres senere i udviklingsforløbet, når specifikke udviklingsscenarioer er udvalgt.

Transmissionskoncepterne fokuserer på hovedkomponenter såsom hovedtransformere, højspændingskoblingsanlæg, AC/HVDC konverterstationsanlæg samt sø- og landkabler (Array og eksportkabler).

Transmissionskoncepterne i denne analyse er baseret på konfigurationer anvendt i "Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til energiør/hub" (Ref. /1/). Alternative konfigurationer med f.eks. anvendelse af AC eksportsystemer bør belyses i senere studier.

De elektriske anlæg antages at skulle tilgodese følgende tre formål:

- > Modtagelse af energi fra vindmøllerne
- > Transmission af energi til land
- > Facilitere el handel mellem de tilsluttede lande (også, når vindmøllerne ikke producerer)

Koncepterne for de elektriske anlæg er påtænkt med samme transmissionsfunktionalitet uafhængigt af Bornholm, sænkekasseøen og platformøen for at opnå sammenlignelige omkostningsestimater.

Transmissionsoperatørerne (TSO) har alle et krav til det maksimale acceptable udfald af en produktionsenhed eller transmissionsline for at kunne opretholde nettets stabilitet (reservekapacitet). Reservekapaciteten i transmissionsnettet er et udtryk for den reserve, som er i produktion, eller udvekslingskapaciteten, som momentant kan rampes op til at håndtere udfaldet af største produktionsenhed eller udvekslingskapacitet. For DK1 er reservekapaciteten p.t. fastlagt til 700 MW og for DK2 til 600 MW, men med de fremtidige massive udbygninger af transmissionsnettet, er det i dette studie antaget, at denne grænse inden for en årrække øges til minimum 1 GW.<sup>1</sup> Hvis HVDC transmissionssystemerne udføres som bipol-HVDC, fordeles effekten i 2 delvist uafhængige systemer, hvilket medfører at HVDC transmissionsforbindelsen til land kan udlægges med en samlet kapacitet på 2 gange reservekapaciteten i transmissionssystemet. En samtidig beskadigelse eller afbrydelse af to (ud af de tre ca. 100m adskilte enkelte søkabler i Bi-pol anlægget) anses ikke for værende sandsynligt eller dimensionerende.

Omkostninger til øget reservekapacitet på land er ikke medtaget i nærværende CAPEX-beregninger, men er estimeret af Energinet til at være i området af 300.000 DKK/MW pr. år.

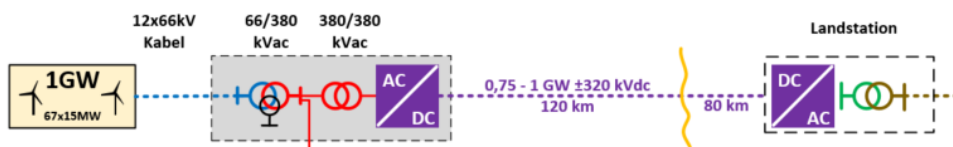
---

<sup>1</sup>En højere grænseværdi kan muliggøre HVDC-forbindelser med større overføringsevne og spændingsniveau, hvilket bør afklares.



Det antages således, at

- > HVDC-forbindelserne udføres modulært som 1 GW blokke opereret ved et spændingsniveau på  $\pm 320$  kVdc.
- > HVDC-forbindelserne udføres modulært som 750 MW blokke opereret ved et spændingsniveau på  $\pm 320$  kVdc (alt. for 3 GW DK, DE, NL-konfiguration).
- > Transformer og HVDC konverteranlæg udføres som 1 GW enheder med en principaleopbygning, som illustreret i Figur 7-1.
- > Transformer og HVDC konverteranlæg udføres som 750 MW enheder med en principaleopbygning, som illustreret i Figur 7-1 (alt. for 3 GW DK, NL, DE konfiguration).
- > Der etableres udvekslingsforbindelser på flere spændingsniveauer, hvorved der opnås øget forsyningsikkerhed samt mulighed for udveksling af energi på tværs af landegrænser.



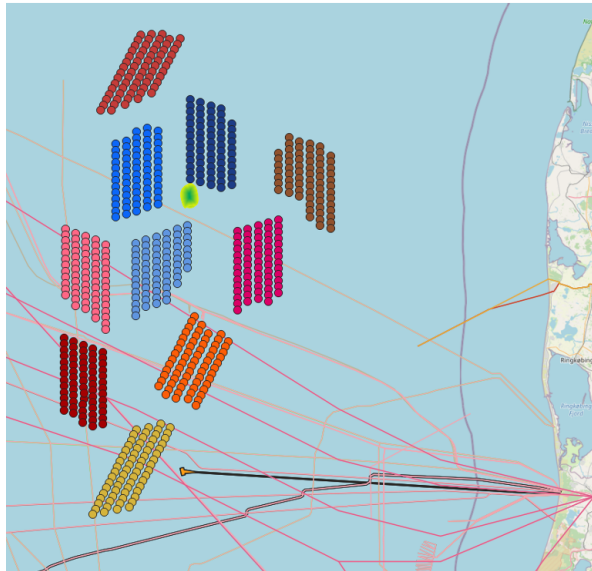
Figur 7-1 Et 0,75 - 1 GW HVDC-transmissions koncept fra havmøller, transformere, AC/HVDC-konverter til sø- & landkabel samt landstation.<sup>2</sup>

Nærværende udformning af koncepter og CAPEX-beregning for den elektriske infrastruktur tager ikke hensyn til:

- > Eksisterende og planlagte transmissionsanlæg på land eller i havet. (Udlandsforbindelser, kommunikationskabler, rørsystemer). Figur 7-2 illustrerer vigtigheden af at medtage dette forhold i efterfølgende studier.
- > Kortslutningsniveauet i transmissionsanlægget, som kan overstige gængse komponenters kapacitet.
- > Handels- og udvekslingsforbindelser mellem transmissionsoperatører i omkringliggende lande er ikke undersøgt nærmere, men det antages, at disse vil blive etableret.<sup>3</sup>
- > Driftsmæssige forhold i forbindelse med integration af 3-10 GW elektrisk energi i omkringliggende transmissionssystemer.
- > Eventuelle 66 kV shuntreaktorer for udbalancering af capacitive lade-strømme i arraykablerne. (Disse antages at være stort set ens i de forskellige løsningsalternativer og eventuelle omkostningsforskelle vil være indenfor den usikkerhed CAPEX-tallene er belagt med).

<sup>2</sup> HVDC konvertertransformer kan udelades, hvis der ikke etableres sammenkobling af AC-anlæggene med henblik på transit mellem landene.

<sup>3</sup> Nærværende rapport har antaget et antal forbindelser til henholdsvis DK, Holland, Tyskland og UK for at kunne estimere kabellængder til et foreløbigt CAPEX for den elektriske infrastruktur. Denne rapport må ikke tolkes som en anbefaling om, hvilke lande, som skal tilsluttes det fremtidige HVDC-transmissionsnet.



Figur 7-2 Eksisterende og planlagte kabler

Transmissionskoncepterne tager udgangspunkt i en basis, hvor der ikke er indtænkt PtX på Bornholm, sænekekasseøen eller ved platformssøen. Med anvendelse af PtX teknologien i større omfang på energiøerne, vil det være muligt at undlade et antal elektriske HVDC-forbindelser, da en del af den producerede elektriske energi vil blive aftaget og omsat på energiøen.

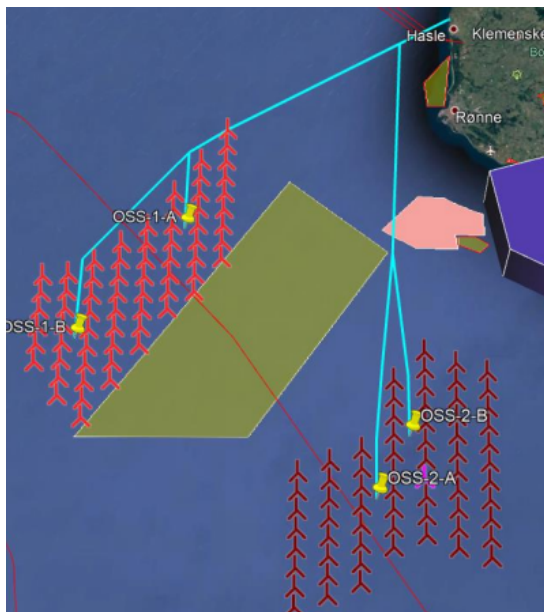
## 7.1 Energiø på Bornholm - 2 GW

Vindmølleudbygningen ved energiøen på Bornholm er sammensat af nedenstående hoveddele:

- > To 1 GW havmølleparker med hver
  - > 67 styk 15 MW Vindmøller
  - > ≈135 km 66 kV array kabel
  - > To 66/275 kVac transformerplatforme
- > Fire eksportkabelanlæg
- > Stationsanlæg Bornholm
  - > 275/380 kV
- > 1 GW HVDC-forbindelse til Sjælland
  - > HVDC Konverterstation Bornholm
  - > ≈ 200 km 320 kVdc HVDC sø- og landkabel
  - > HVDC Konverterstation, Bjæverskov
- > 1 GW HVDC-forbindelse til Polen
  - > HVDC Konverterstation Bornholm
  - > ≈ 175 km 320 kVdc HVDC sø- og landkabel
  - > HVDC Konverterstation, Dukonow

De to havmølleparker antages at blive opført som adskilte projekter, hvorimod transformerstationen på Bornholm skal planlægges for den fulde 2 GW udbygning. Placeringen af de tænkte havmølleparker og korridorerne for eksportkablerne er vist i Figur 7-3. Landføringspunktet er indikativ, og det kan senere

optimeres i forhold til landføringsforhold, miljøgodkendelser og forbindelse til el-nettet.



Figur 7-3 2x1 GW Havmølleparker ved Bornholm og eksport kabler fra offshore transformerstation til Bornholm.

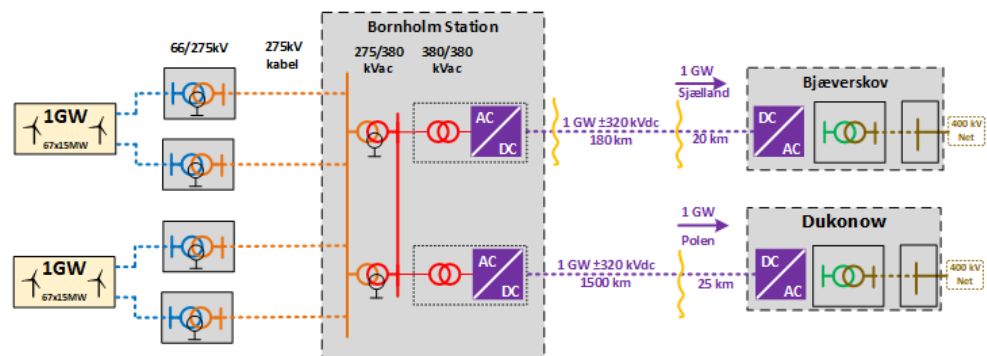
Foreløbige længder og korridorer for de to HVDC-forbindelser er illustreret på nedenstående Figur 7-4.



Figur 7-4 Bornholm - Indikativ HVDC Kabel Korridor.

En overordnet og foreløbig skematisk repræsentation af den elektriske infrastruktur er vist i Figur 7-5. Eksportkablerne er ansat til 275 kV for at sikre tilstrækkelig overføringsevne med gængse ledertværsnit. Alternativt kan 230 kV kabler med store ledertværsnit anvendes, såfremt 275 kV kablerne dikterer

uforholdsmæssige store shuntreaktorer på platforme for at kompensere de kapacitive ladestrømme.



Figur 7-5 Bornholm 2 GW elektrisk transmissionsanlæg. Netttilslutningspunkterne er indikative.

De fire 66/275 kV transformerplatforme kan eventuelt bygges som to samlede 1 GW platforme med længere og større 66 kV arraykabler, hvorved der forventeligt kan opnås omkostningsbesparelser. Denne optimering bør overvejes på et senere tidspunkt.

## 7.2 Energiø i Nordsøen – 3 GW

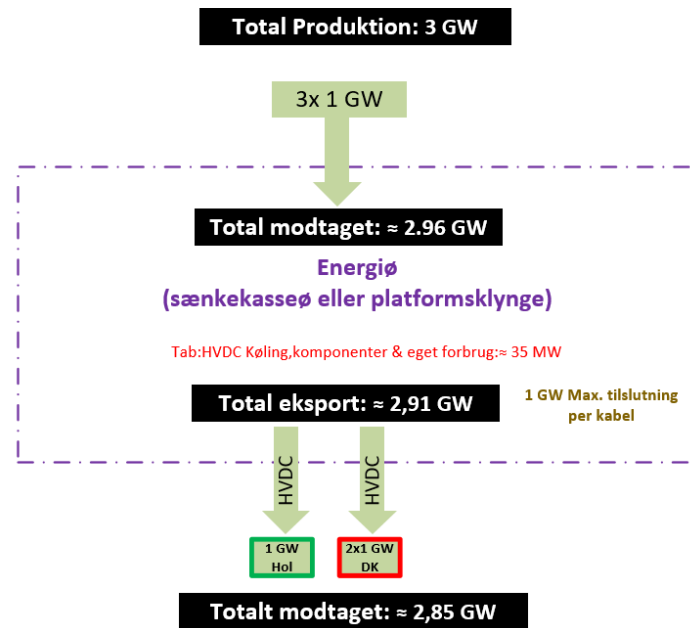
Området i Nordsøen indeholder stor kapacitet for havmølleparker i dansk farvand. Området vil naturligt blive udbygget i faser med en samlet installeret effekt over 10 GW startende med tre vindmølleparker, hver med en installeret effekt på 1 GW. Faseopdelingen betragtes groft i denne rapport som henholdsvis 3 GW og 10 GW.

3 GW scenariet belyses i dette studie med baggrund i følgende to eksport scenarier:

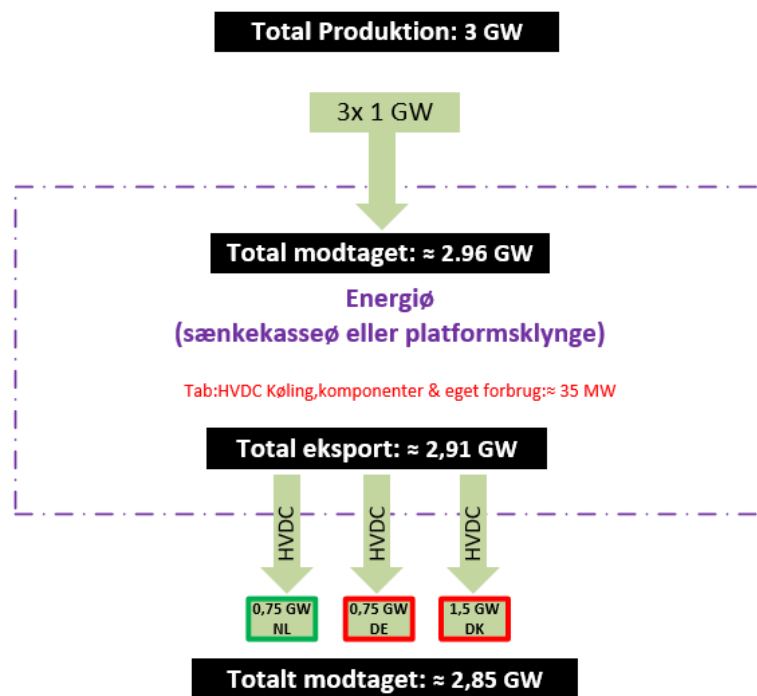
- > 2 GW til DK1 og 1 GW til Holland benævnt "DKNL"
- > 1,5 GW til DK1, 750 MW til Holland og 750 MW til Tyskland benævnt "DKNLDE"

### 7.2.1 Elektrisk transmissionskoncept

Transmissionsanlægget antages at tilgodese en funktionalitet, som skitseret i Figur 7-6 for "DKNL" og Figur 7-7 for DKNLDE.



Figur 7-6 Skitsering af basisfunktionaliteten i et 3 GW Transmissionsanlæg i Nordsøen med transmission til DK1 og NL. Basis funktionaliteten indeholder ikke PtX.



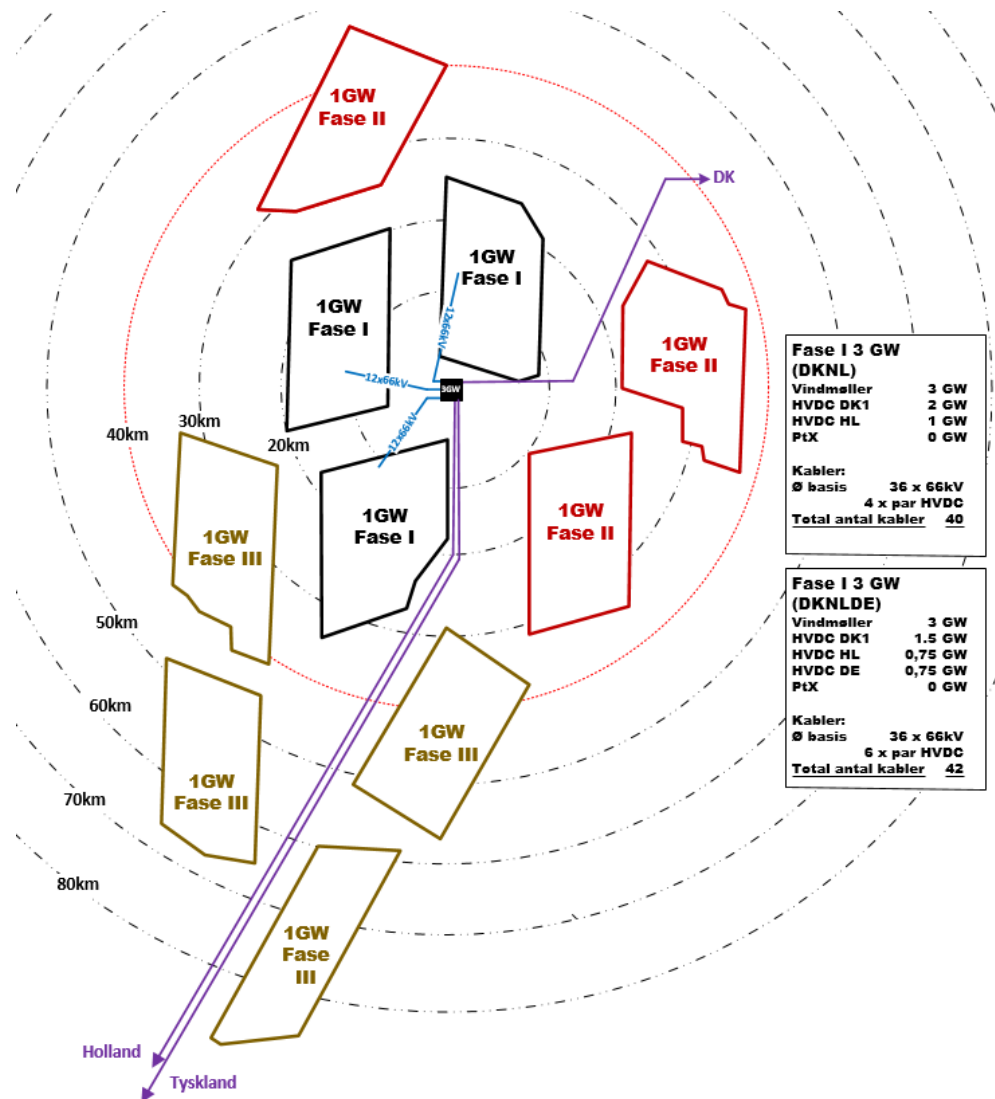
Figur 7-7 Skitsering af basisfunktionaliteten i et 3 GW Transmissionsanlæg i Nordsøen med transmission til DK1, NL og DE. Basis funktionaliteten indeholder ikke PtX.

Konceptet omfatter:

- 1) Tre stk. 1 GW havmølleparker med 66 kV tilslutningskabler (arraykabler) mellem møller og transmissionssystemet
- 2) Op transformering til højspænding og AC/HVDC-konvertering
- 3) HVDC-transmission samt DC/AC-konvertering og forbindelser til de respektive eksisterende transmissionssystemer

### 7.2.2 Elektrisk infrastruktur for sænkekasseø

De tre første 1 GW havmølleparker antages at kunne blive tilsluttet direkte til energiøen via i alt 36 stk. 3-faset 66 kV array kabelsystemer. Et foreløbigt forslag til kabelkorridorer er illustreret i Figur 7-8.



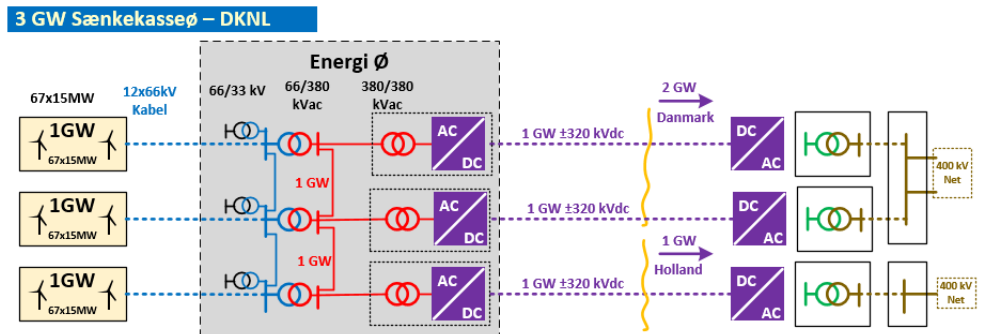
Figur 7-8 Elforsyningskorridorer til Fase I med en 3 GW central energiø.

Yderligere vises faserne for fremtidige vindmølleparker med henblik på udbygningen op til 10 GW. De følgende to elektriske optioner er overvejet i dette studie:

#### Option 1: Energiø 3 GW – "DK-NL"

De tre havmølleparker tilsluttes energiøen ved et 66 kV tilslutningsanlæg (GIS), som kan forbindes indbyrdes med  $\approx 0.7$  GW udvekslingsforbindelser (GIB). 66 kV energiudveksling skal medvirke til øget forsyningsikkerhed for de tre vindmølleparker, men er ikke tænkt som en mulig transit landene imellem. Figur 7-9

illustrerer den elektriske topologi for en 3 GW energiør med transmissionkoncepter for "DK-NL" alternativet.

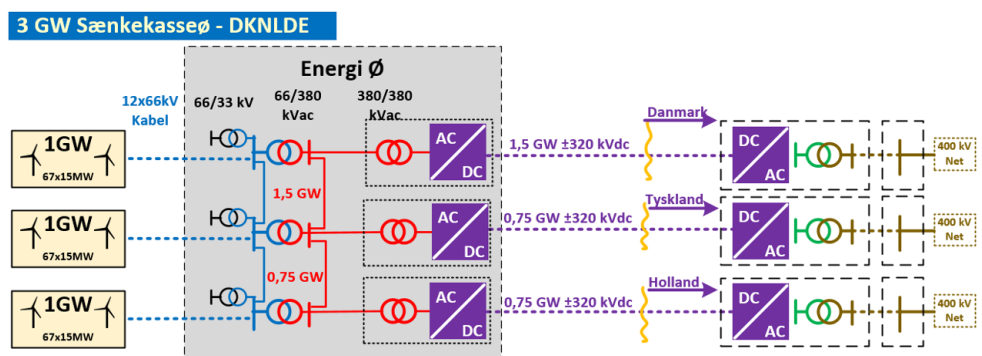


Figur 7-9 Elektrisk topologi for en 3 GW sænkekasseø - "DKNL".

Transmissionsudvekslingen imellem landene antages at blive varetaget af 380 kV GIS koblingsanlæggene, som sammenkobles.

### Option 2: Energiør, 3 GW – "DK-NL-DE"

I denne option ændres der på HVDC eksport forbindelserne som vist i Figur 7-1.



Figur 7-10 Elektrisk topologi for 3 GW sænkekasseø - "DKNLDE"<sup>4</sup>.

Omkostningsberegningen baseres på option 1. Baseret på de indledende antagelser og studier vil det elektriske udstyr til tilslutning af en 1 GW havmøllepark bestå af komponenterne som givet i Tabel 7-1.

<sup>4</sup> 1,5 GW HVDC-forbindelsen vil sandsynligvis kræve betydelige større kabledertværsnit og/eller et øget spændingsniveau (f.eks. 520 kVdc).

Tabel 7-1: Elektriske udstyr for tilslutning af en 1 GW vindmøllepark via sænkekasseø. Udstyret er baseret på indledende studier og antagelser.

Udstyr	Specifikation	Antal
Arraykabel tilsluttet energiø	66 kV	12
Transformere	66/380 kV	2
Switch gear (GIS)	66 kV	1
Switch gear (GIS)	380 kV	1
Konvertertransformere	380/380 kV	2
AC/HVDC-konverter	1 GW	1
HVDC eksportkabel	320 kV	1

Det kan være fordelagtigt, at energiøen fra start bliver forberedt til en senere fuldudbygning for at modtage effekten op til 10 stk. 1 GW vindmølleparker. I dette tilfælde, vil det være nødvendigt at etablere både et 380 kV og et 275 kV fordelingsanlæg på energiøen i de senere faser, da nogle af havmølleparkerne er placeret mere end 35-40 km fra energiøen, hvilket kræver tilslutning via 230-275 kV kabler.

Array kablernes spændingsniveau er valgt til 66 kV, som er gældende standard med dagens teknologi. Det skal dog bemærkes, at øgede vindmøllestørrelser (>15 MW) kan medføre udvikling af anlæg med øget spændingsniveau på 90 kV, eller sågar højere som f.eks. 132 kV. Dette vil betyde, at den antaget 35-40 km grænse for hvorvidt der skal opføres en AC-transformerplatform ved vindmølleparken vil blive øget betydeligt. Dette vil næppe komme i spil indenfor en 5 års horisont, men kan ikke udelukkes når vindmøller i størrelsesorden 15-20 MW eller større bliver markedsført som standard.

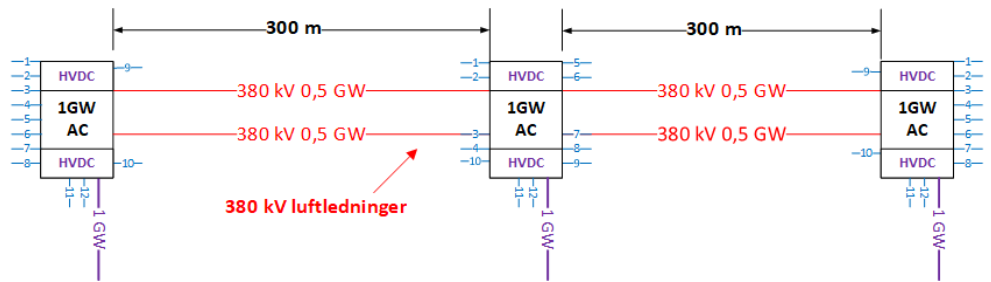
Der henvises yderligere til kapitel 7.3.2.

### 7.2.3 Elektrisk infrastruktur for 3 GW platformso

Den centrale platformso tænkes udført som en klynge bestående af tre 1 GW AC/HVDC-platforme for scenarie DKNL og 4 stk. 0,75 GW platforme for scenarie DKNLDE, forberedt for en senere udbygning til en samlet kapacitet på 10 GW. Figur 7-11 illustrer den indbyrdes placering af 1 GW platformene.

Der antages, at samme placering i Nordsøen for enten den centrale platformso eller sænkekasseøen, hvorved udformningen og CAPEX-omkostningerne til elanlægget (66 kV AC og HVDC-forbindelser) vil være næsten identiske. Platformenes indbyrdes placering skal tilgodese senere installation af søkablerne, hvorved der er antaget en ca. 300 m indbyrdes afstand mellem platformene.





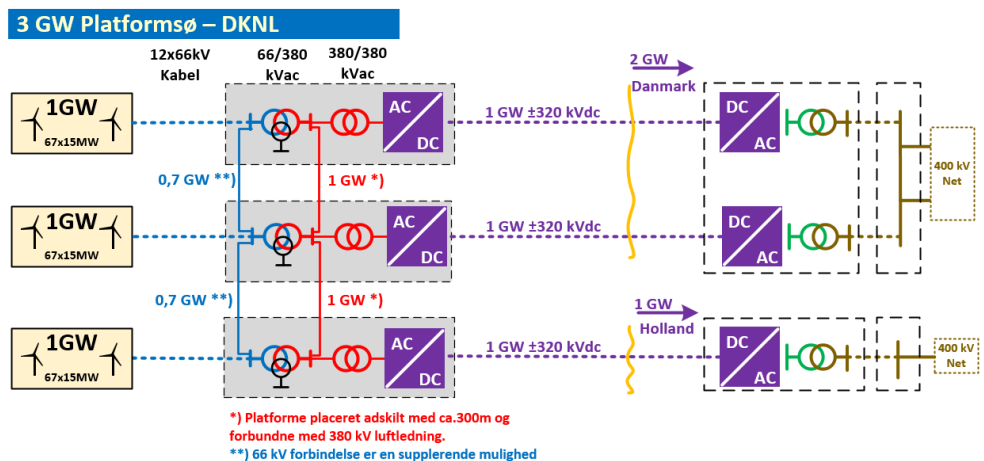
Figur 7-11 3 GW Platformssø bestående af 3 stk. 1 GW platforme med udvekslingsforbindelser imellem platformene.

For at sikre sammenlignelige elektriske koncepter for henholdsvis sænkekasseøen og platformssøen skal der for platformssøen etableres udvekslingsforbindelse imellem de enkelte 0,75 GW og 1 GW platforme, som vist på Figur 7-10 og Figur 7-11. Den indbyrdes afstand antages at kunne muliggøre etablering af luftledninger mellem platformene. Frihøjde og afstandskrav skal tilgodeses, og det skal bemærkes, at luftledningsanlæg normalt ikke anvendes på havet. Det vil kræve nærmere studier at fastlægge udvalgte koncepter samt vurdere fordele og ulemper. Det oplagte alternativ er et mere bekosteligt kabelanlæg, der kan installeres mellem platformene. Installation af søkablerne kan dog medføre krav om øget afstand mellem platformene samt udfordringer med krydsende kabler.

Udvekslingsforbindelserne imellem platformene kan principielt både udføres med AC systemer og HVDC-systemer. I dette studie baseres udvekslingsforbindelserne på AC-systemer, da HVDC-teknologien i dag hovedsageligt bruges som punkt til punkt transmission. HVDC-teknologien er endnu ikke fuldt udviklet og efterprøvet til netværksløsninger.

### Option 1: Platformssø 3 GW – "DK-NL"

Den elektriske topologi for en 3 GW platformssø for "DK-NL" er vist på Figur 7-12. Alle vindmølleparkerne antages at være beliggende i en afstand, hvor 66 kV kable tilslutning til platformene er mulige.

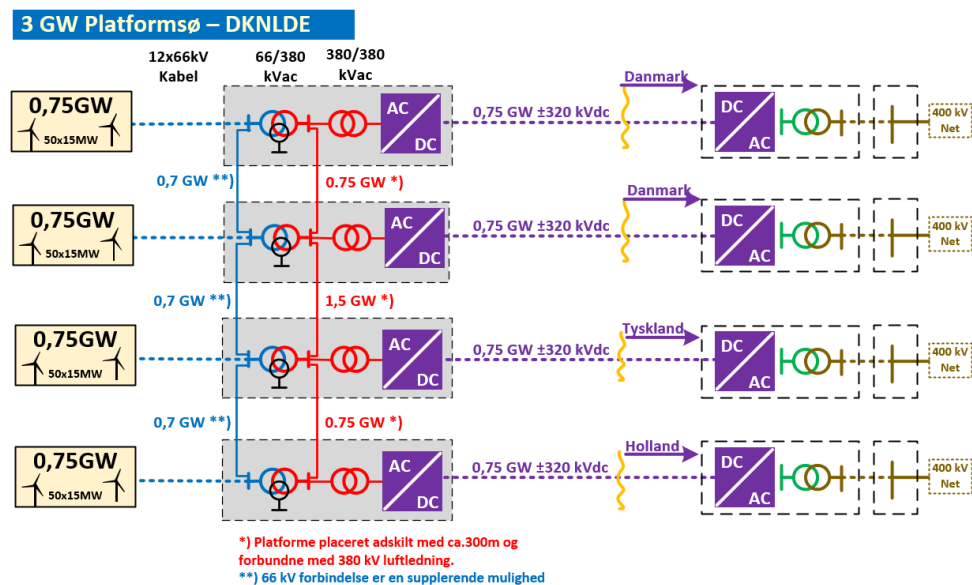


Figur 7-12 Elektrisk topologi for 3 GW "DK-NL" platformssø.

66 kV forbindelserne imellem platformene sikrer en forbedring af vindmøllepar-  
 kernes mulighed for at levere effekt i perioder, hvor transformere/HVDC-anlæg  
 er fejlramt eller afkoblet for vedligeholdelse.

### Option 2: Platformlø, 3 GW – "DK-NL-DE"

Den elektriske topologi 3 GW platformlø for "DK-NL-DE" bestående af fire 750  
 MW AC/HVDC-platforme i en centralt placeret klynge er vist på Figur 7-13.



Figur 7-13 Elektrisk topologi for 3 GW central platformlø – "DK-NL-DE".

CAPEX-beregningen forudsætter, at hvert 1 GW område forbindes til en 1 GW  
 separat platform, som skitseret i option 1.

Baseret på de indledende antagelser og studier vil det elektriske udstyr til tilslut-  
 ning af en 1 GW havmøllepark via en platformlø bestå af komponenterne, som  
 vist i Tabel 7-2.

Tabel 7-2: Elektriske udstyr for tilslutning af en 1 GW vindmøllepark via platformlø forbe-  
 redt til senere udbygning baseret på indledende studier og antagelser.

Udstyr	Specifikation	Antal
Arraykabel tilsluttet platformlø	66 kV	12
Transformere	66/380 kV	2
Switchgear (GIS)	66 kV	1
Switchgear (GIS)	380 kV	2
Konvertertransformere	380/380 kV	2
AC/HVDC-konverter	1 GW	1
HVDC eksportkabel	320 kV	1
HVDC-tilslutning til landbaseret elnet	320 kV	1

Det skal bemærkes, at fire af de fremtidige platforme (hvis der udbygges til 10

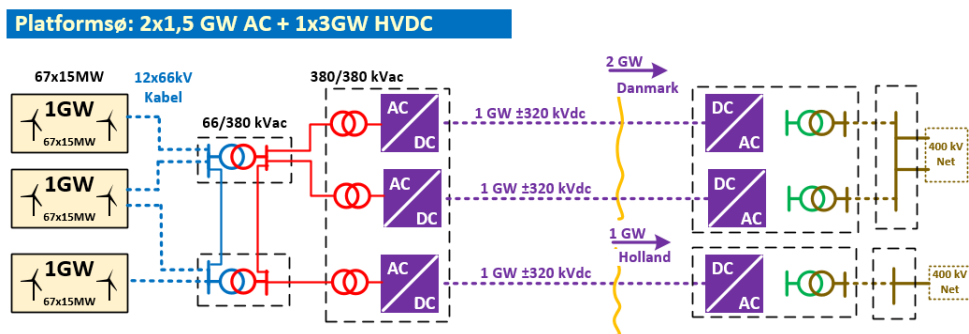
GW) skal udføres for 275 kV kabeltilslutning fra vindmølleparkerne, hvor 66 kV tilslutning ikke vil være mulig. Disse platforme vil derfor blive bestykket med 66/275 kV transformere, et 275 kV GIS koblingsanlæg og 275 kV shunt reaktorer. 66 kV GIS koblingsanlægget vil kunne undlades. Der henvises til kapitel 7.3.4.

### 7.2.4 Alternativ elektrisk infrastruktur for platforme

Det bemærkes, at et platformsalternativ, der ikke er forberedt til 10 GW udbygningen, har mindre fleksibilitet sammenlignet med sænkekasseøen, eftersom energiuudvekslingen mellem de tre platforme på 380 kV niveau ikke er medtaget.  $\approx 700$  MW udveksling mellem platformenes 66 kV koblingsanlæg er dog mulig via luftledninger (men ikke via kabelanlæg). Overføringsevnen vil være begrænset af et 66 kV koblingsanlæg max. 4000 A brydeevne.

Yderligere bemærkes, at andre platformskoncepter er mulige og de bør undersøges i det efterfølgende planlægningsarbejde med Energinet og andre relevante TSO'er. To alternative platformskoncepter er skitseret i det efterfølgende.

**Alternativ 1:** Det første alternativ er vist på Figur 7-14, hvor de tre kombinerede transformere og AC/HVDC-platforme nu er ændret til 2x1,5 GW AC-platforme og 1x3 GW AC/HVDC-konverter platforme. Alternativet må forventes at blive relevant over tid med den generelle opskalering af havmølleparker og platforme, der ses i markedet.



Figur 7-14 Alternativ udformning af den elektriske infrastruktur med 2x1,5 GW og 1x 3 GW AC/HVDC konverterplatforme.

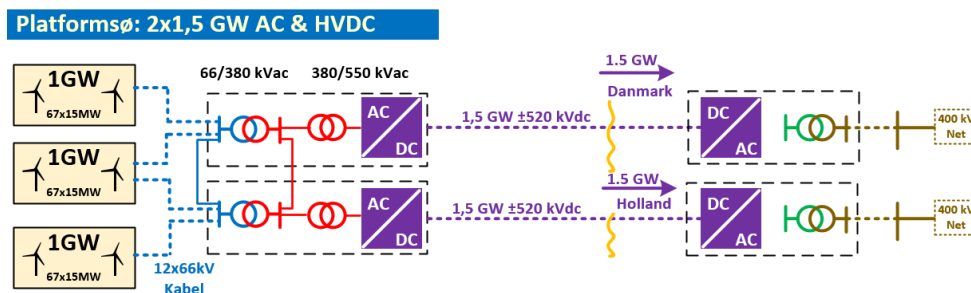
Der er lavet følgende vurdering af alternativet:

**Fordele:** Mindre topside dimensioner kan muliggøre billigere installationsomkostninger og øge tilgængeligheden af installationsskibe (HLV'er).

**Ulemper:** Betydeligt forøget arbejde på havet med forbindelse AC/HVDC-platformene samt udførelse af integrationsafprøvning. En fatal fejl på HVDC-platformen vil have indvirkning på 3 GW havmølleproduktion.

**Alternativ 2:** Det andet alternativ er vist på Figur 7-15. De tre transformere og AC/HVDC-platforme fra basisscenariet er ændret til 2x1,5 GW integreret

transformer og AC/HVDC-platforme. Alternativet må forventes at blive relevant over tid med den generelle opskalering af havmølleparkerne og platforme, der ses i markedet.



Figur 7-15: Alternativ udformning af den elektriske infrastruktur med 2x1,5 GW integreret AC/HVDC-platforme.

Der er lavet følgende vurdering af alternativet:

**Fordele:**

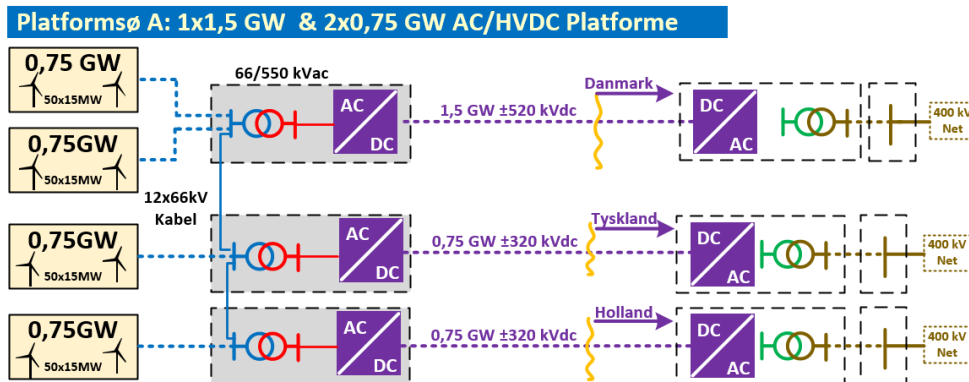
Sandsynlig omkostningsbesparelse ved at reducere antallet af platforme fra 3 til 2.

**Ulemper:**

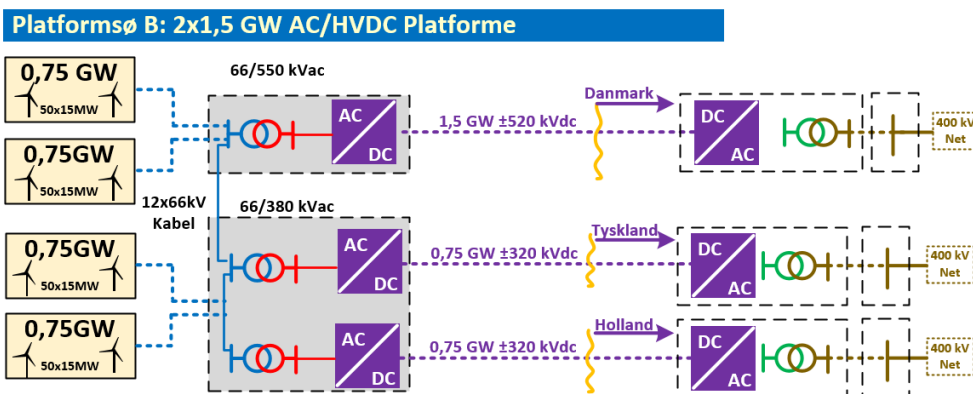
Kombinerede 1,5 GW AC/HVDC-platforme er endnu ikke bygget, dog er 2 GW platforme planlagt i fremtiden.

1,5 GW HVDC-forbindelser er mulige, men kan kompromittere transmissionsnettets maksimale reservekapacitet. 1,5 GW HVDC-forbindelser vil sandsynligvis blive etableret som 2x0,75 GW bipolart system. Forsyningsikkerheden skal nøje overvejes når antallet af platforme reduceres.

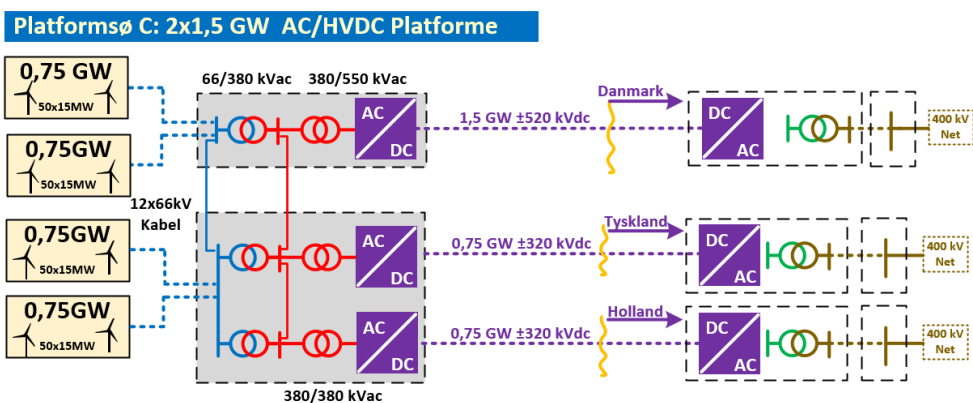
**Alternativ 3:** Det tredje alternativ er vist i de følgende figurer og illustrerer alternative løsninger for "DK-NL-DE" konfigurationen, hvor man kombinerer de to DK1 0,75 GW HVDC moduler til en 1,5 GW bipolar transmissionsforbindelse samt 0,75 GW HVDC forbindelser for hhv. Holland og Tyskland.



Figur 7-16: Tre individuelle platforme uden mulighed for effekt udveksling imellem landene.



Figur 7-17: To individuelle platforme uden mulighed for effektudveksling imellem landene.



Figur 7-18: To individuelle platforme med mulighed for effektudveksling imellem landene.

Der er lavet følgende vurdering af alternativet:

**Fordele:**

Sandsynlig omkostningsbesparelse ved at reducere antallet af platforme fra 3 til 2, hvor en fælles platform udføres for Holland og Tysklandsforbindelserne.

**Ulemper:**

Kombinerede 1,5 GW AC/HVDC-platforme er endnu ikke bygget, dog er 2 GW platforme planlagt i fremtiden.

1,5 GW HVDC-forbindelser er mulige, men kan kompromittere transmissionsnettets maksimale reservekapacitet. 1,5 GW HVDC-forbindelser vil sandsynligvis blive etableret som 2x0,75 GW bipolart system. Forsyningsikkerheden skal nøje overvejes når antallet af platforme reduceres.

Afhængig af platformenes bestykning og kapacitet kan de opnå størrelser, hvor man ikke længere kan udføre dem som jacket strukturer med topside i et løftbart design. Som alternativ må platformene forventes at blive fremstillet komplet på værftet og transporteret eller bugseret flydende til lokationen, hvor de sænkes på havbunden ved ballastering. Der pågår projekter med 2 GW HVDC topsites i løftbart design, men det noteres at der ikke foreligger offentligt tilgængeligt materiale herom.

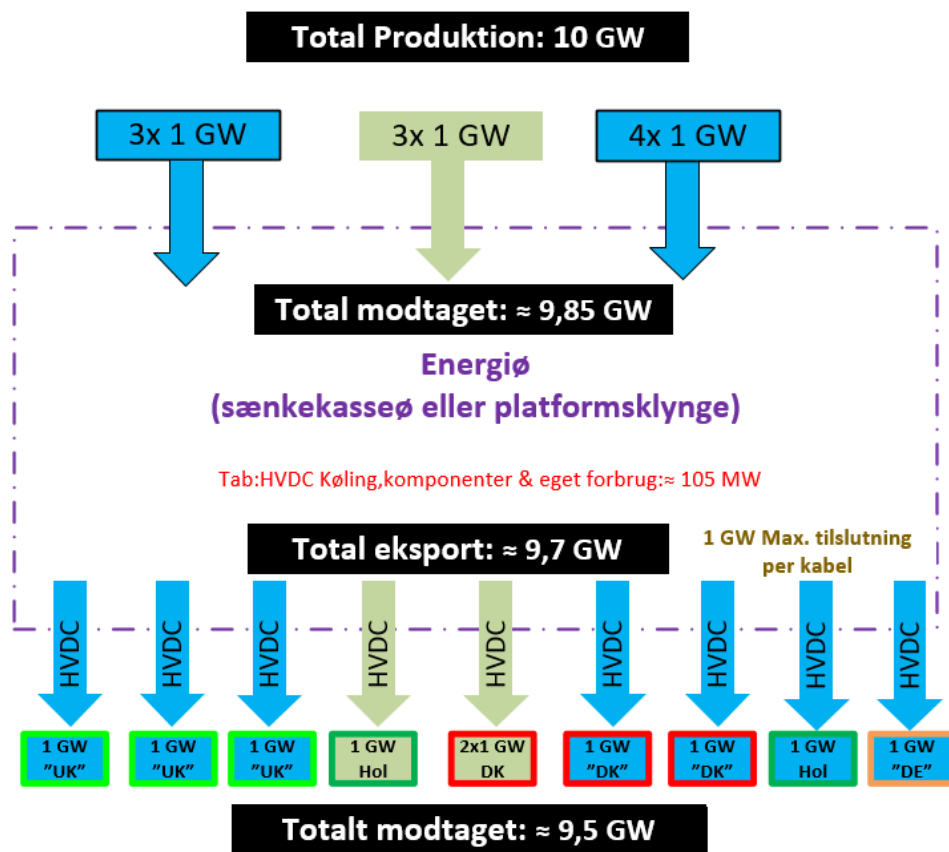
## 7.3 Energiø i Nordsøen - 10 GW

Dette afsnit beskriver udbygningen til 10 GW fra et eksisterende 3 GW transmissionsanlæg. De elektriske transmissionskoncepter, der præsenteres i dette afsnit, inkluderer ikke etablering af PtX anlæg i forbindelse med energiøen, da teknologien endnu kun er i modningsfasen for storskala PtX.

PtX i forbindelse med en energiø bliver behandlet i afsnit 12 herunder indvirkningen på CAPEX. Der bliver taget højde for, at introduktionen af PtX vil bevirke, at transmissionskapaciteten reduceres, og at antallet af HVDC-udlandsforbindelser kan nedbringes. PtX vil tillige stille krav om udvikling af elektrisk infrastruktur på en energiø for at levere den nødvendige konstante effekt til PtX anlæggene.

### 7.3.1 Elektrisk transmissionskoncept

Den overordnede funktionalitet ved det elektriske transmissionssystem er illustreret i Figur 7-19 for en 10 GW energiø. Transmissionssystemet er reelt en opskalering af systemet, der blev præsenteret for de 3 GW, hvilket sætter krav til yderligere modtagere af strøm fra havmølleparkerne og i dette studie er det som i Ref. /1/ antaget, at yderligere 7 GW havvind eksporteres til Danmark eller udlandet.



Figur 7-19 Skitsering af basisfunktionaliteten i et 10 GW transmissionsanlæg i Nordsøen. basisfunktionaliteten indeholder ikke PtX.

Ved den relative sammenligning af omkostninger mellem en sænkekasseø og en platform sø bør alternativerne tage udgangspunkt i samme funktionalitet i forbindelse med udveksling af effekt mellem:

- > Vindmølleparkerne (transport til land)
- > Nationale transmissionssystemer i nærtliggende lande (transit, også når havmøllerne ikke producerer)

Ved sænkekasseøen kan 380 kVac systemerne forbindes indbyrdes og udformes med meget stor overførselsevne, hvilket kan tilgodese TSO'ernes krav om effektudveksling landene imellem.

Samme funktionalitet i forhold til effektudveksling skal således også være gældende ved både den centrale og decentrale platform sø. Da afstandene mellem de individuelle platformsklynger i den decentrale platform sø er betydelige (> 25 km), vil det være nødvendigt, at alternativet med den decentrale platform sø, udføres med AC teknologi.

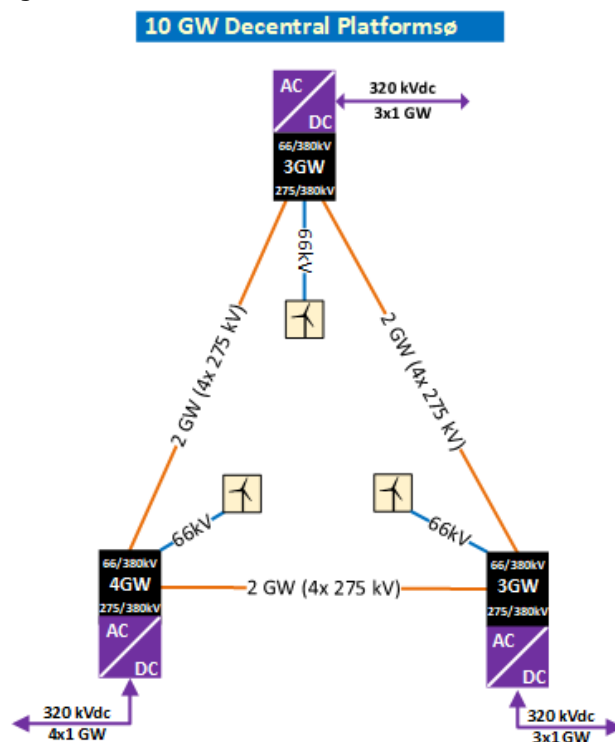
Et alternativ til et offshore AC-netværk vil i fremtiden være et HVDC-net, hvor flere HVDC-enheder sammenkobles og derved tillader energiudveksling. Energi-transmission via HVDC-forbindelser er i dag et velafprøvet koncept for punkt til punkt transmission. Industrien har udviklet teknologien og pilotprojekter for HVDC-koblingsstationer af afbrydere med flere HVDC-forbindelser. Disse

anlægstyper antages at blive produktudviklet og afprøvet inden for det næste årti, men er ikke yderligere omhandlet i nærværende rapport.

Det antages ikke muligt at anvende 380 kV kabelforbindelser mellem de individuelle 3-4 GW platformsklynger ved den decentrale platformssø da:

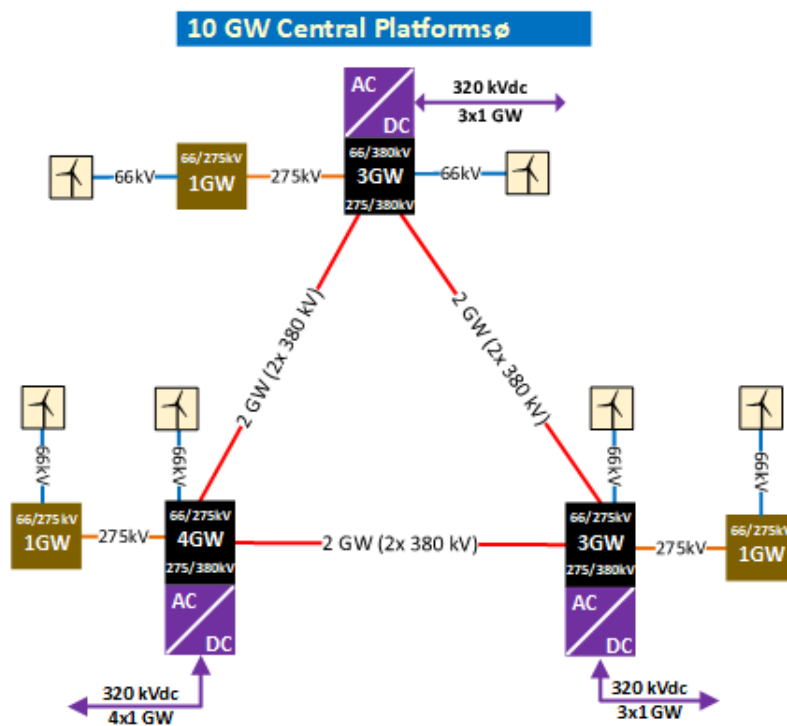
- > 380 kV søkabler er ikke tidligere udført i så store længder
- > 380 kV søkabler vil kræve meget store shuntreaktorer på platformene for at kompensere for de kapacitive ladestrømme og muligvis yderligere dedikeret reaktorplatforme i midten af kabeltracéet
- > Ind og udkobling af 380 kV kabler begrænser også den maksimale acceptable indbyrdes afstand mellem stationerne pga. store transiente indkoblingsstrømme

AC-forbindelserne mellem de individuelle 3-4 GW platformsklynger i den decentrale platformssø tænkes derfor udformet med et antal 275 kV kabelanlæg (med betydelige mindre kapacitive ladestrømme) og med tilstrækkelig stor overføringsevne. De overordnede principper er illustreret i de to nedenstående figurer Figur 7-20 og Figur 7-21.



Figur 7-20 Eksempel på havbaseret AC-netværk baseret på direkte tilslutning på 66 kV niveau fra vindparkerne til decentral platformssø bestående af 3 klynger med 3-4 platforme i hver klynge.





Figur 7-21 Eksempel på havbaseret AC-netværk baseret på kombineret tilslutning på hhv. 66 kV og 275 kV niveau fra vindparkerne til central platformsø, hvor de individuelle klynger er forbundet på 380 kV.

Det bemærkes, at der for sænkekasseøen er mulighed for op til 5 GW transit på 380 kV niveau. Dette oversiger med stor sandsynlighed det aktuelle behov, som TSO'erne fastlægger, når der lægges en langsigtet plan for, hvilke lande der skal forbindes til energiøen. For den decentrale platformsø antages udvekslingsforbindelserne udført med 2 GW (275 kVac) forbindelser, der samlet set giver en udvekslingskapacitet på 3 GW til/fra hver platforms klynge. Samme effektudveksling er tilgodeset på 380 kV niveau ved det centrale platformsø-alternativ.

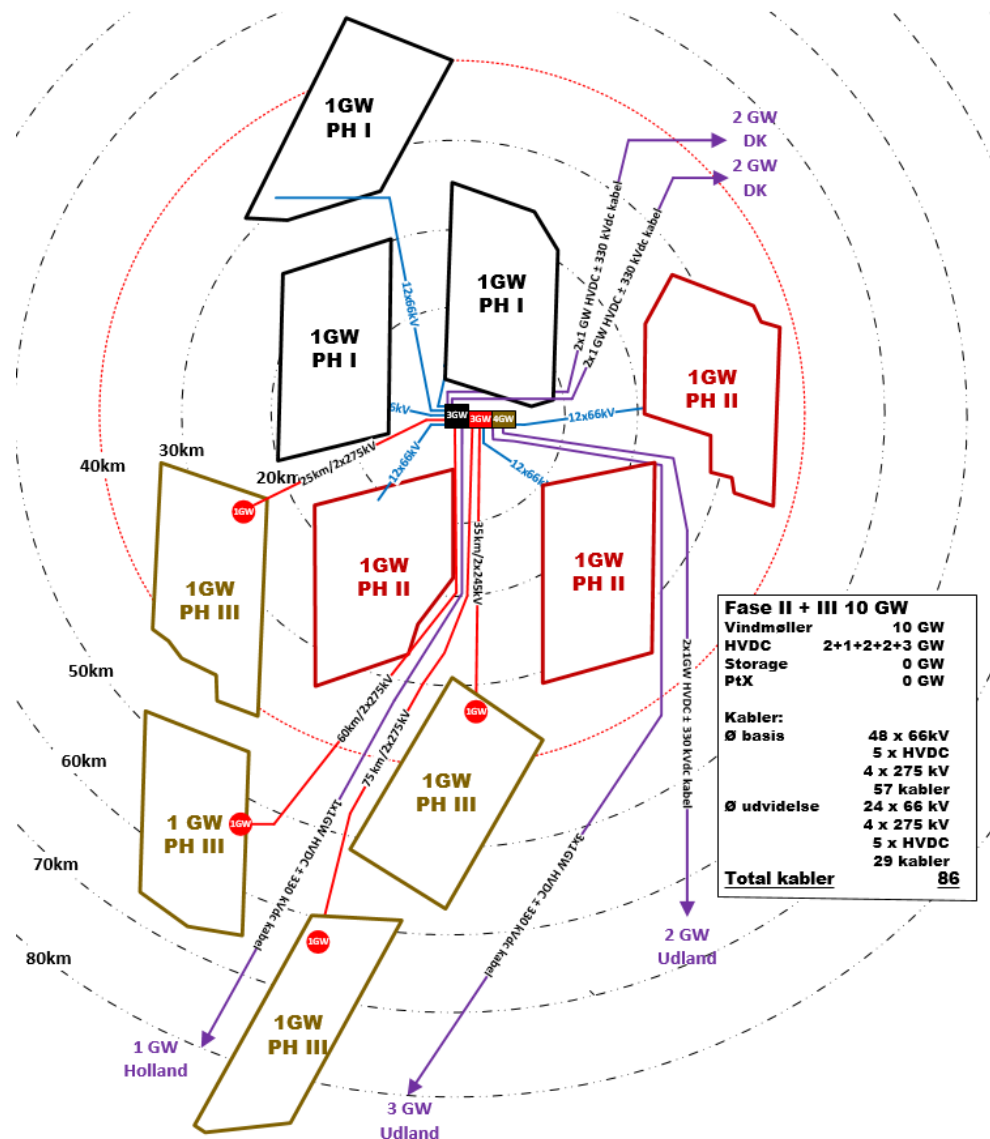
De ovenstående elektriske topologier er meget foreløbige og de beskriver et muligt energiflow samt grundlaget for fastlæggelse af omkostningerne for de forskellige alternativer. Senere studier og elektriske systemanalyser vil givetvis optimere de indledende topologier og de senere studier vil givet anbefale andre og mere drifts- og projektfokuserede løsninger.

Det skal i denne forbindelse anføres, at de omfattende 275 kVac kabelanlæg mellem de tre decentrale platforms klynger muligvis kan introducere udfordringer i forbindelse med opretholdelsen af den dynamiske netstabilitet. Dette kan medføre et behov for mere komplicerede og dynamiske reaktiv kompenseringsanlæg, som kan supplementere de antagende 275 kV shuntreaktorer på platformene. Omkostningerne forbundet med eventuelle supplerende dynamiske reaktive kompenseringsanlæg er ikke medtaget i nærværende rapport.

Det skal ligeledes bemærkes at evt. udbygning med udstyr til statisk og dynamisk kompensering som udgangspunkt lettere lader sig gøre på sænkekasseø end på en platformsø, hvor pladsen er yderst begrænset.

### 7.3.2 Elektrisk infrastruktur for sænkekasseø

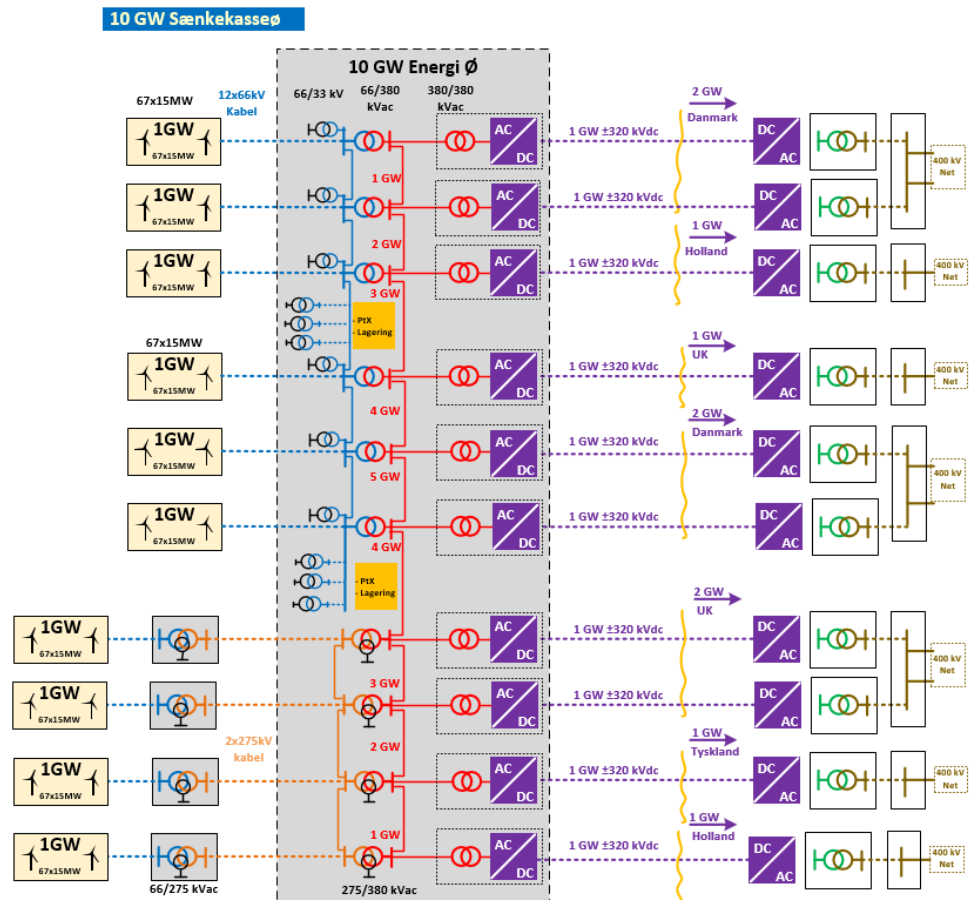
Placeringen af energiøen i forhold til de 10 x 1 GW havmølleparker muliggør 66 kV kabeltilslutning for ca. seks parker. De fire resterende parker vil pga. afstande større end 35-40 km, formodes tilsluttet på højere spændingsniveau via en 66/275 kV<sub>ac</sub> platform og to 275 kV<sub>ac</sub> kablesystemer. Et muligt layout er illustreret i Figur 7-22.



Figur 7-22 Transmissionssystem for 10 GW sænkekasseø.

Det bemærkes, at Fase IIA og Fase IIIA er på grænsen af det teknisk mulige for direkte tilslutning på 66 kV spændingsniveau, da afstanden i parkens yderpunkter er > 40 km. CAPEX-beregningen er baseret på at vindmøllerne placeres sydligt i Fase IIA for at sikre kortest mulige 66 kV kabler, men at en 66/275 kV<sub>ac</sub> platform er medtaget for Fase IIIA vindmølleparken.

Den overordnede topologi for transmissionssystemet for en sænkekasseø med 10 GW tilsluttet havmølleeffekt og eksport til land er skitseret i nedenstående Figur 7-23.



Figur 7-23 Elektrisk topologi for 10 GW sænkekasseø.

Figur 7-23 anskueliggør desuden muligheden for tilslutning af PtX anlæg på 66 kV spændingsniveau. Udnyttes denne mulighed kan det som tidligere nævnt medføre en reduktion i antallet af HVDC-eksportsystemer.

CAPEX-beregningen er baseret på fire HVDC-forbindelser til DK og resterende seks forbindelser til lande som Holland, Tyskland og UK. Landene er kun nævnt som eksempler, da der ikke i denne analyse er medtaget koordinering med relevante systemoperatører.

Tabel 7-3: Elektriske udstyr for tilslutning ved 10 GW sænkekasseø. Udstyret er baseret på indledende studier og antagelser.

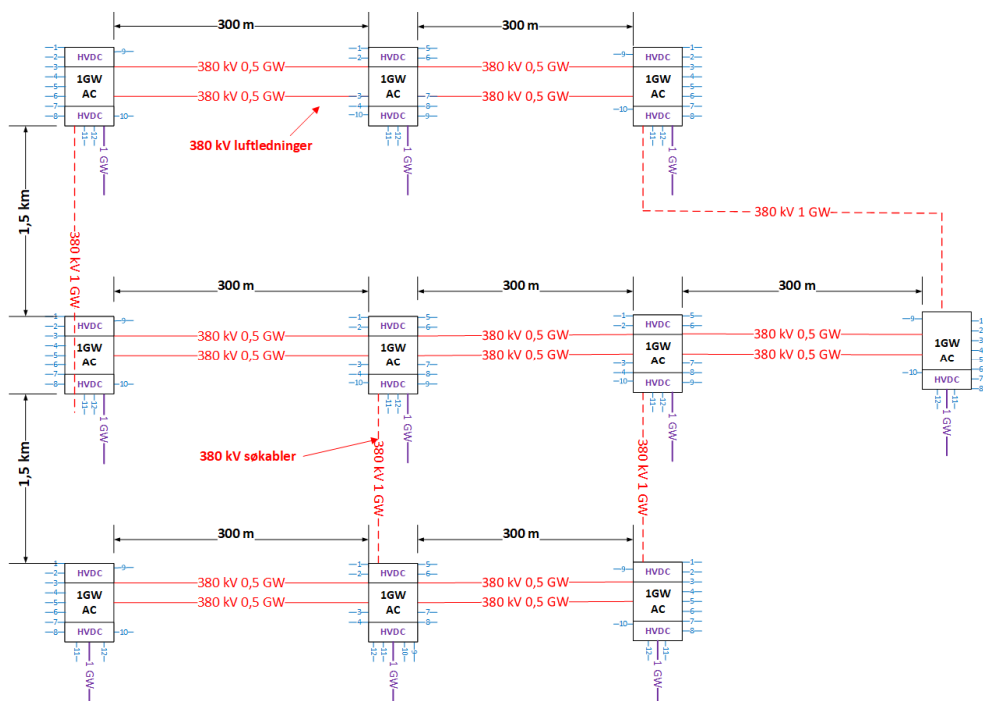
Udstyr	Specifikation	Antal
Arraykabel tilsluttet energiø og 66/275 kVac platforme	66 kV	72 +48
Transformere	66/275 kV 66/380 kV 275/380 kV	8 12 8
Koblingsanlæg (GIS)	66 kV 275 kV 380 kV	10 4+4 20
Konvertertransformere	380/380 kV	20
AC/HVDC-konverter	1 GW	10
HVDC eksportkabel	320 kV	10
HVDC-tilslutning til landbaseret elnet.	320 kV	10

Eventuelle 66 kV eller 275 kV shuntreaktorer for udbalancering af kablernes kapacitive ladestrømme samt tilhørende koblingsudstyr er ikke medtaget i CAPEX. Komponentomkostningen vil være stort set ens for energiøen og platformene.<sup>5</sup>

### 7.3.3 Elektrisk infrastruktur for den centrale platformø

Det centrale transmissionsknudepunkt for 10 GW havmølleparker antages at blive sammenstykket af ti adskilte AC/HVDC-platforme arrangeret i tre rækker med en indbyrdes afstand på ca. 1.5 km. Dette muliggør udvekslingen af effekt mellem de forskellige rækker af HVDC-stationer med 380 kV kabelforbindelser. Det tænkte arrangement for platformene og udvekslingsforbindelser er illustreret i Figur 7-24.

<sup>5</sup> CAPEX-øgningen vil pga. de ekstra komponenter være større for platformene end energiøen. Dette kan ikke kvantiseres mere konkret uden at mere dybdegående elektriske systemstudier bliver gennemført.



Figur 7-24 10 GW Central Platformsløsning.

Forbindelserne imellem platformene placeret på samme række kan alternativt til luftledningsanlæg udføres som kabelanlæg, hvilket dog kan medføre en større indbyrdes afstand for at tilgodes installationen af de relativt korte søkabler samt forventeligt øgede omkostninger. Fordele og ulemper ved de to alternativer bør studeres nærmere i senere studier.<sup>6</sup>

Forbindelserne imellem rækkerne tænkes udført som kabelanlæg, da afstanden overstiger mulighederne for at etablere et frit luftledningsspænd imellem stationerne. Det skønnes muligt at anvende 380 kV kabelanlæg eftersom afstanden er begrænset ( $\approx 1.5$  km per system) og behovet for reaktive kompenseringsanlæg ikke er nødvendigt.

Det bemærkes, at platformenes placering givetvis vil medføre uundgåelige krydsninger af søkablerne, hvilket skal indgå i efterfølgende studier. Alternative placeringer, så som cirkulær placering af stationerne, kan måske medvirke til optimering i antallet af krydsninger.

Den illustrerede placering af platforme har ikke tilgodeset eventuelle PtX faciliteter. Man kunne forestille sig, at disse PtX-platforme vil diktere en øget afstand mellem rækkerne/kolonierne af HVDC-platformene. Alternativet med HVDC-platformene opstillet i en cirkulær struktur kan måske muliggøre, at PtX-platformene hensigtsmæssigt kan placeres inden for cirklen, hvorved et eventuelt gas-

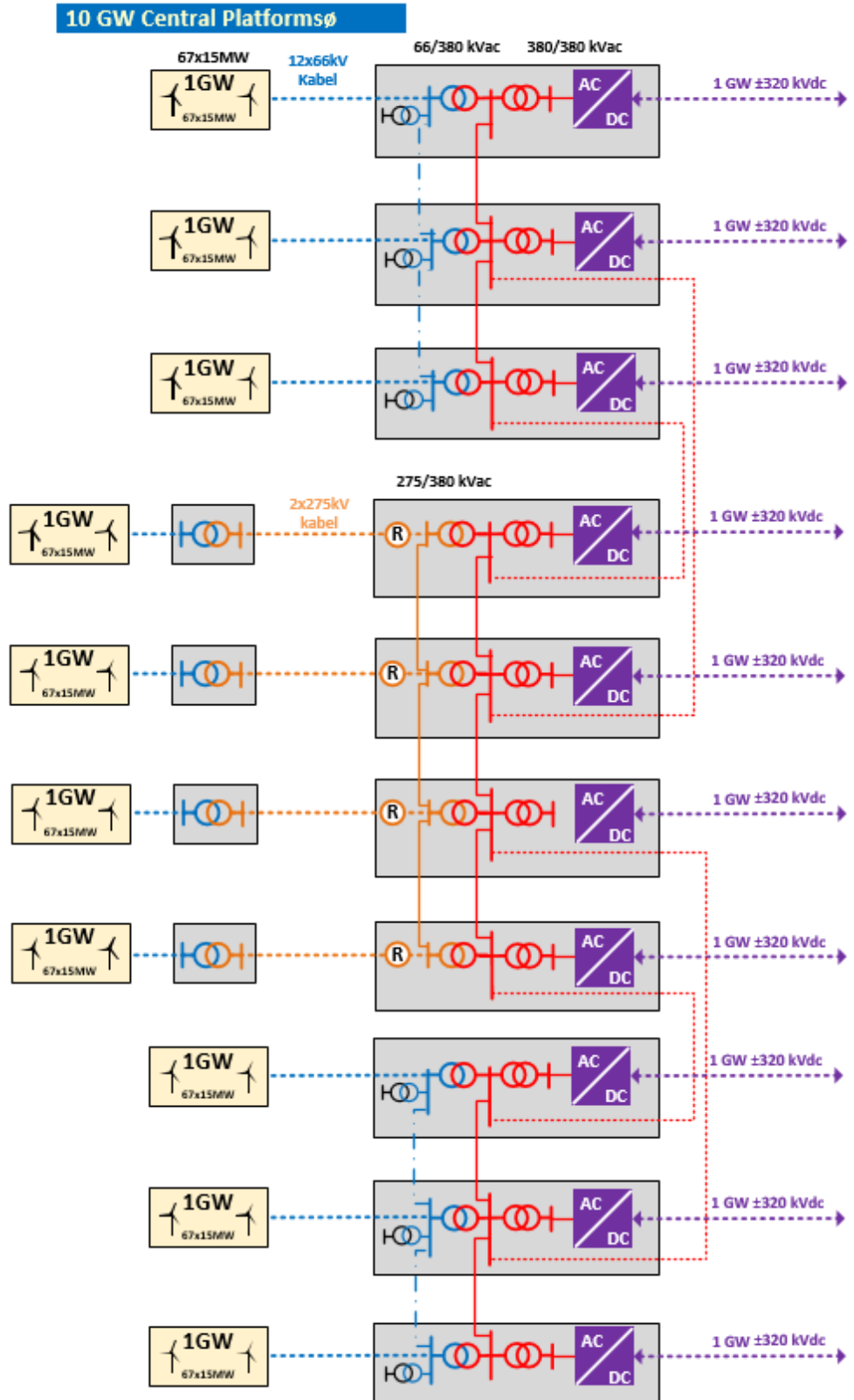
<sup>6</sup> Det skal bemærkes, at en løsning med 380 kV luftledninger kan være u hensigtsmæssig pga. saltbelægning på luftledningens isolatorer, hvilket kan kræve rutinemæssig udkobling og afvaskning. Yderligere skal vertikale afstandskrav til skibe og horisontale til en helikopter landingsplads også tilgodeses.

/brintrør til land kun vil krydse nogle af søkablerne. Nærværende studie har ikke belyst sådanne løsninger

Den overordnede elektriske topologi for en centralt placeret klynge af HVDC-platforme er skitseret i Figur 7-25.

Det bemærkes, at de skitserede 275 kV forbindelser mellem fire af HVDC-plattformene kun er mulig, hvis disse er arrangeret på samme række.

Det bemærkes for den centralt placerede platformsløsning, at udvekslingsforbindelser imellem stationerne er væsentligt mere komplicerede at etablere end for sænkekasseøen, hvor disse lettere lader sig udføre med enten samleskinner (GIB) eller landbaserede kabelsystemer.

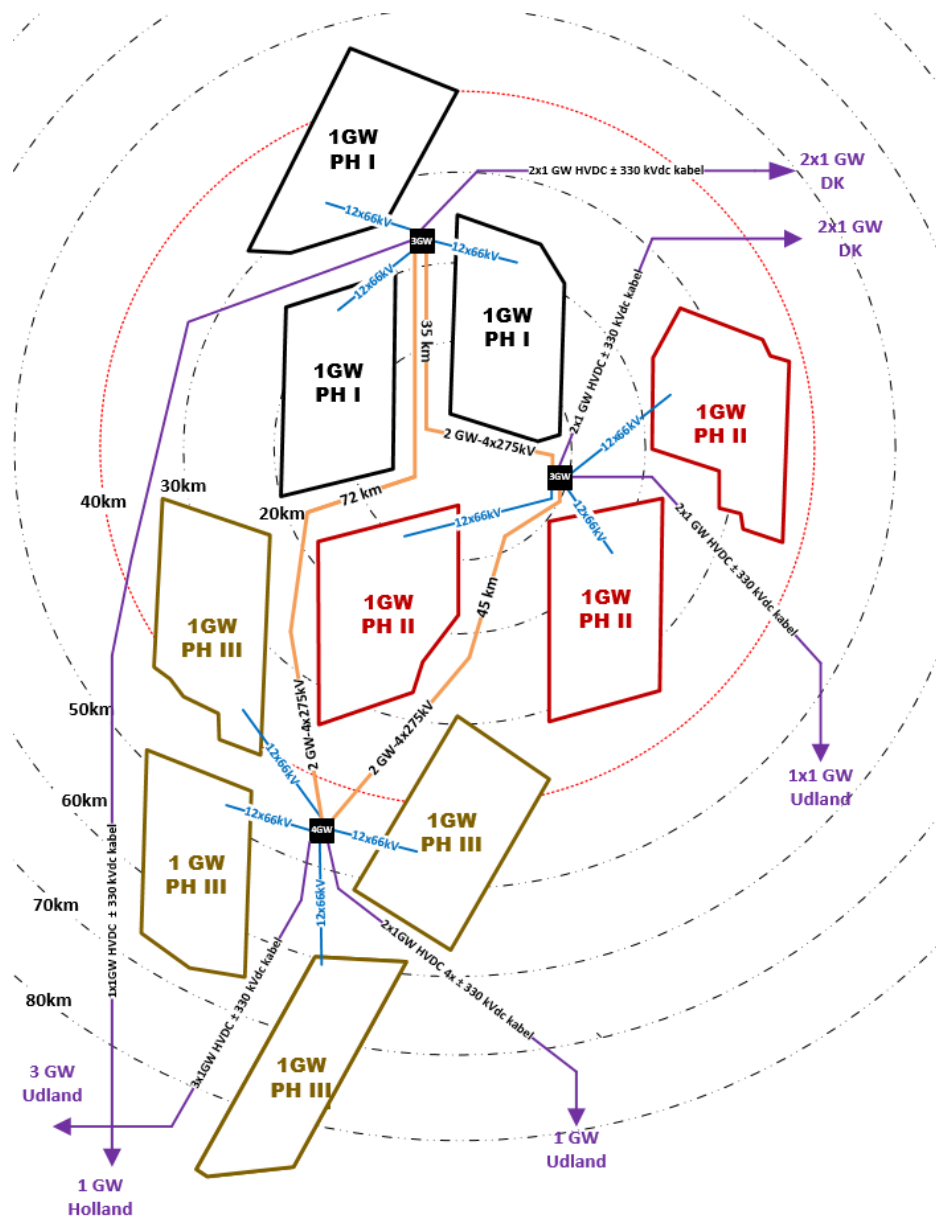


Figur 7-25 Elektrisk topologi for 10 GW central platformsø.

Platformene er placeret adskilt med ca.300m og forbundne med 380 kV luftledning. 66 kV & 275 kV forbindelser mellem platformene kan etableres såfremt øget forsyningsikkerhed fra vindmølleparkerne ønskes.

### 7.3.4 Elektrisk infrastruktur for decentral platformso

I dette studie antages det, at en decentraliseret løsning vil medføre placering af platforme i 3 klynger, hvorved alle forbindelser til vindmølleparkerne kan udføres på 66 kV niveau. En mulig placering af platformklyngerne er illustreret i nedenstående Figur 7-26.

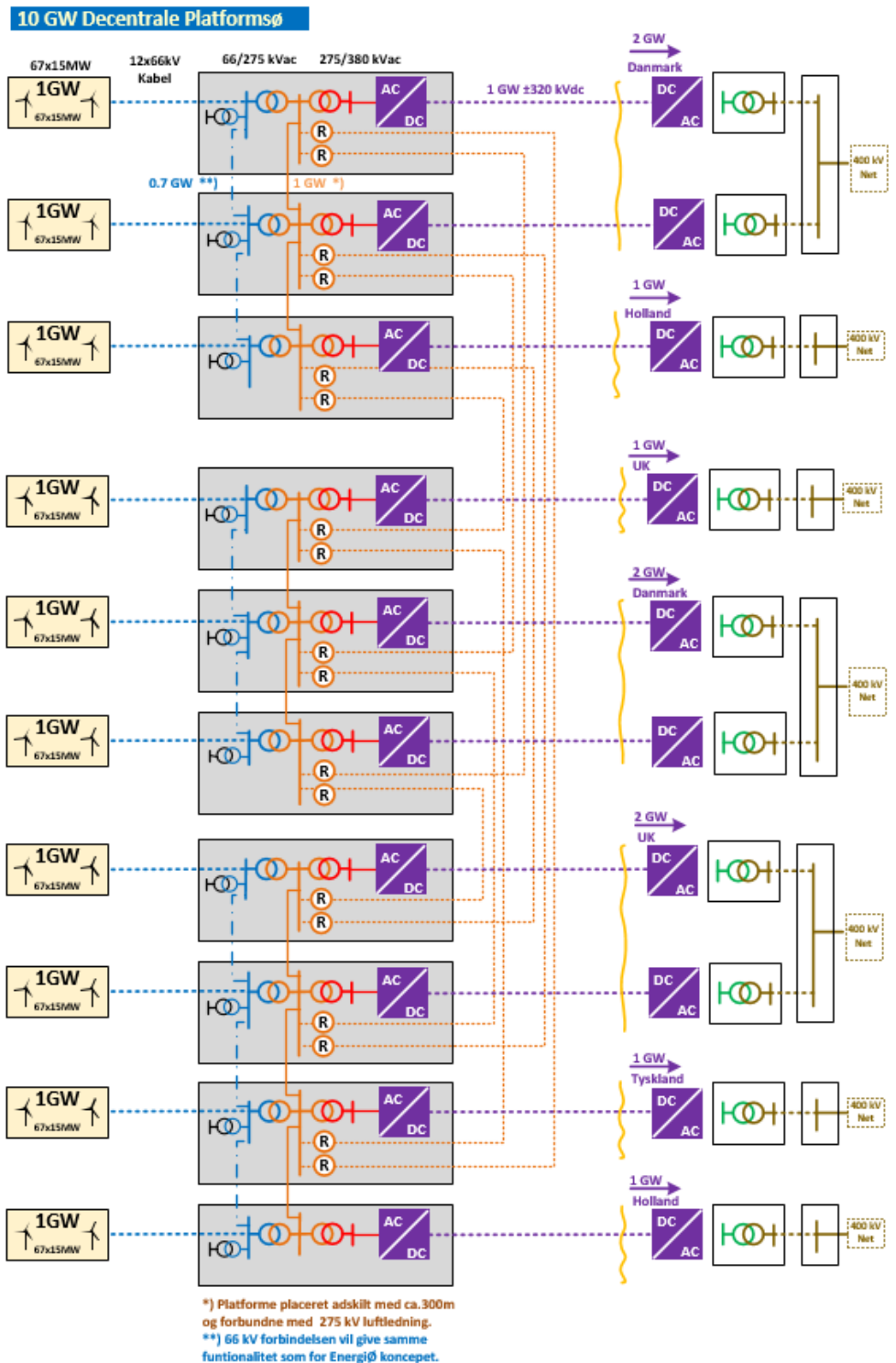


Figur 7-26 Transmissionssystem for decentralt placeret 10 GW platformso bestående af 3 klynger med platforme.

Det vurderes, at afstanden imellem platformsklyngerne bevirker, at det ikke vil være teknisk muligt at etablere udvekslingsforbindelse på 380 kVac niveau og at det derfor skal overvejes udført på 275 kVac, hvorved antallet af kabelforbindelser skal øges til 3 stk. ved en overføringskapacitet på 2 GW. Herved opnås samme funktionalitet som for de øvrige løsninger. Der skal desuden etableres



reaktivt kompenseringsudstyr i forbindelse med udvekslingsforbindelserne. Det elektriske koncept er illustreret i Figur 7-27.



Figur 7-27 Decentralt placeret 10 GW platform løsning - Elektrisk topologi.

De relative lange 275 kV kabelanlæg mellem platformene vil generere capacitive ladestrømme, som skal kompenseres med 275 kV shuntreaktorer placeret på HVDC-platformene.

Tabel 7-4: Elektriske udstyr for tilslutning af 10 GW decentral platformsø. Udstyret er baseret på indledende studier og antagelser.

Udstyr	Specifikation	Antal
Arraykabel systemer tilsluttet platforme	66 kV	120
275 kVac kabel systemer	Mellem platform klynger	12
Transformere	66/275 kV	20
	275/380 kV	20
Koblingsanlæg (GIS)	66 kV	10
	275 kV	10
	400 kV	10
Shuntreaktorer	275 kV	18
	66 kV	muligvis
Konvertertransformere	275/380 kV	20
AC/HVDC-konverter	1 GW	10
HVDC eksportkabel	320 kV	10
HVDC-tilslutning til landbase- ret elnet	320 kV	10

## 8 Konstruktionsbeskrivelse for energjøer

Energjøen i Nordsøen er analyseret i forhold til to forskellige konstruktionskoncepter, nemlig sænkekasser og platforme. Disse to koncepter er beskrevet og analyseret i dette kapitel med henblik på at vurdere materialeforbrug og omkostninger.

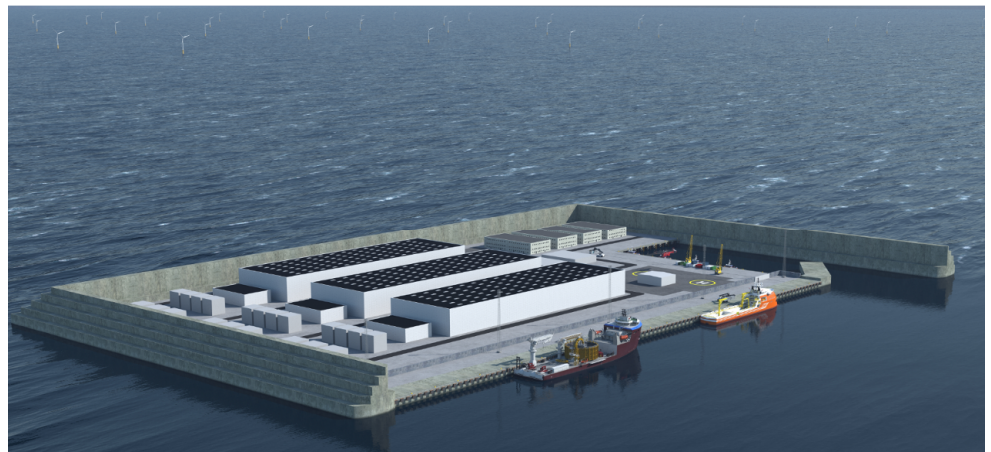
### 8.1 Forudsætninger

Designgrundlaget har stor indflydelse på konstruktioner, der er placeret i det marine miljø, da udgifter til fremstilling, transport og installation kan variere meget med forholdene på lokaliteten. En klassisk udfordring er således at få vejrvindue med tilstrækkeligt mildt vejr, der tillader transport og installation af konstruktionerne. De basale antagelser for designgrundlaget er vist i Tabel 8-1.

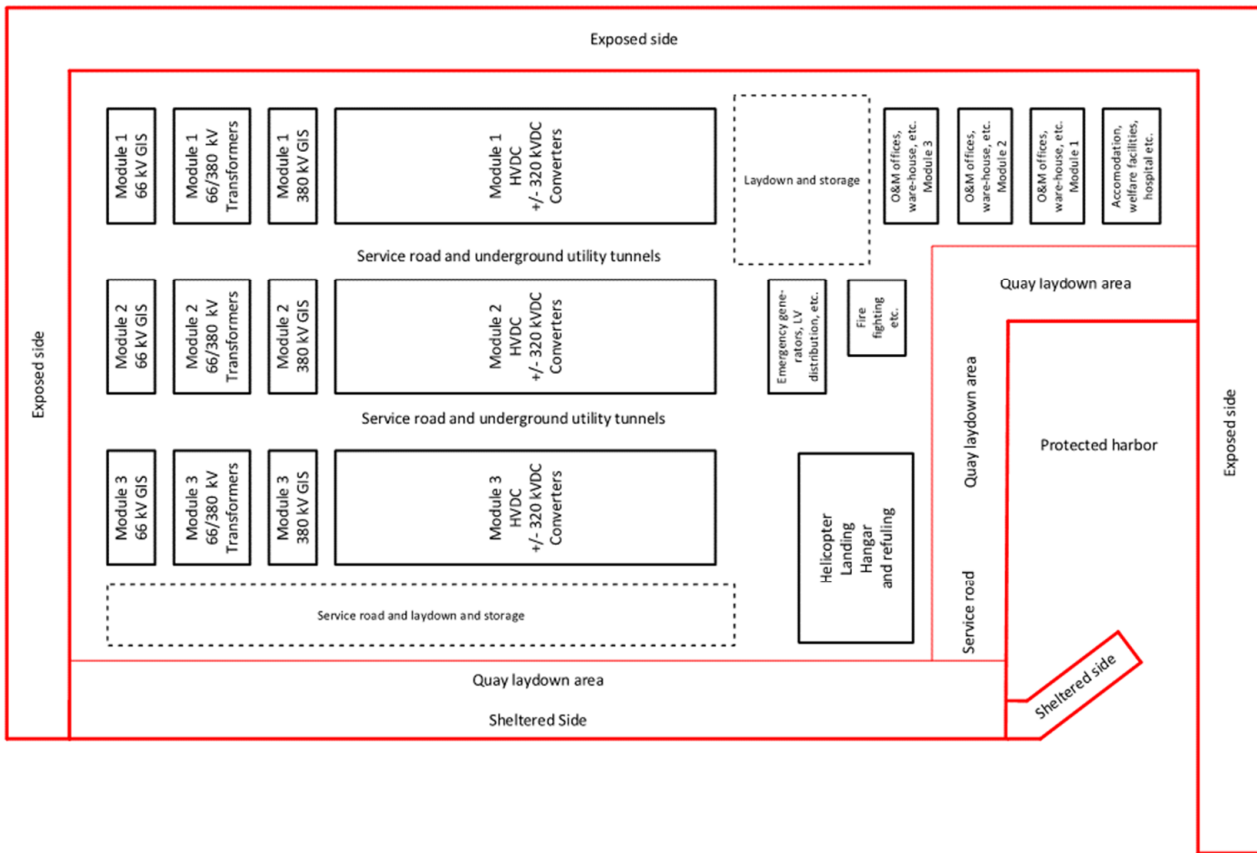
Tabel 8-1 Antaget designgrundlag, der er anvendt til konstruktionsbeskrivelsen.

Parameter	Antaget værdi
Placering	ca. 100 km ud fra vestkysten af Danmark
Vanddybde	25-28 meter
Jordbundsforhold	Antages at være sand med gode funderingsforhold
Bølger	Ekstrem (100 års returperiode): Hs=11-13 m Normal (1 års returperiode): Hs=6-7 m
Strøm	Ekstrem: 1 m/s
Vandstand	Ekstremt højvande: +2.5 m

Udformningen af sænkekasseøen vil ikke blive optimeret i dette cost benefit studie og den er for simplicitet antaget at være rektangulær. Figur 8-1 og Figur 8-2 illustrerer et potentielt layout af en 3 GW sænkekasseø.



Figur 8-1: Illustration af simplificeret layout



Figur 8-2: Layout af simplificeret layout for en 3 GW sænkekasseø. Layoutet bør optimeres i efterfølgende studier.

## 8.2 Størrelsesestimater for sænkekasseøer

Sænkekasseøen skal først og fremmest fungere som en ø, der indeholder alt det elektriske transmissionsudstyr. Sænkekasseøen kan desuden udbygges til at indeholde yderligere faciliteter til service, drift og vedligehold samt eventuelle PtX-anlæg. I dette afsnit undersøges således det påkrævede areal og et prisestimat for fire scenarier. Pladskrav til at supportere installation af havmølleparkerne bør studeres yderligere.

Følgende faciliteter og anlæg skal ifølge COWIs vurdering inddrages i evaluering af de fire scenarier:

- > Faciliteter til vindmølle-, transmissionsservice samt PtX-drift:
  - > Hotel (kantine, hospital, fritidsfaciliteter)
  - > Reservedelslager, kontor og værksted (udendørs lagerareal)
  - > CTV-havn og støttefaciliteter
  - > Helikopter og støttefaciliteter
- > Faciliteter til drift og vedligehold af energiø:
  - > Vandrensning og kloakering
  - > Elforsyning inkl. nødforsyning
  - > Brandstation og pumpeanlæg

- > Adgangs- og kontrolanlæg
- > Maritim- og flykontrolcenter
- > Havnefaciliteter (kraner etc.)
- > Veje
- > El-transmissionsanlæg
  - > HVDC-anlæg
  - > HVAC-anlæg (275 kV eller lignende – inkl. PtX)
  - > HVAC-anlæg (66 kV arraykabler)
  - > Kabelføringsystemer
- > Power to X-anlæg – 1 GW (rørføring til land eller transport i skibe)
  - > Elektrolyseanlæg
  - > Ferskvandsanlæg
  - > H<sub>2</sub>- og O<sub>2</sub>-mellemlager
  - > Kompressorstation

De forskellige faciliteter og anlægspladsbehov på energiøen er skønnet og præsenteret for hvert scenarie nedenfor. Estimaterne bør yderligere kvantificeres, når enkelte scenarier udvælges.

**Scenarie 1:** 3 GW sænkekasseø kun med elektrisk transmissionsanlæg. Øen er konfigureret til direkte sammenligning med platformsoen af samme størrelse. Arealestimatet er givet i Tabel 8-2.

Tabel 8-2 Estimat af pladsbehov for forskellige faciliteter og anlæg for scenarie 1

	Facilitet/Anlæg	Pladskrav (m <sup>2</sup> )
<b>Scenarie 1</b>  3 GW eksport  EL-transmission	<b>Service</b>	
	Helikopterlandingsplads m.m.	4000
	Adgangs- og serviceveje, lay down område	16 000
	<b>Energiøs drift og vedligehold</b>	-
	<b>El-transmissionsanlæg</b>	
	HVDC-anlæg	60 000
	HVAC-anlæg (275 kV e.l.)	3 000
	HVAC-anlæg (66 kV arraykabler)	3 000
	Kabelføringsystemer	35 000
	<b>Power- to-X</b>	-
	<b>SUM</b>	<b>121 000</b>

**Scenarie 2:** 3 GW sænkekasseø med elektriske transmissionsanlæg samt faciliteter til drift og vedligehold af vindmøller, elektriske anlæg og energiø. Arealestimatet er givet i Tabel 8-3.

Tabel 8-3. Estimat af pladsbehov for forskellige faciliteter og anlæg for scenarie 2

	Facilitet/Anlæg	Pladskrav (m <sup>2</sup> )
<b>Scenarie 2</b>	<b>Service</b>	
	CTV-havn m.m.	26 000
	<b>3 GW eksport</b>	
	Helikopterlandingsplads m.m.	4000
	Hotel, kantine, hospital m.m.	2000
	<b>EL-transmission</b>	
	Reservedelslager, kontor m.m.	6000
	Adgangs- og serviceveje, lay down område	20 000
	<b>Service, drift og vedligehold</b>	
	<b>Energis drift og vedligehold</b>	
	Vandrensning og kloakering	300
	Elforsyning inkl. nødforsyning	1000
	Brandstation og pumpeanlæg	500
	Adgangs- og kontrolanlæg	200
	Maritim- og flykontrolcenter	200
	Havnefaciliteter (kraner etc.)	20 000
	<b>El-transmissionsanlæg</b>	
HVDC-anlæg	60 000	
HVAC-anlæg (275 kV e.l.)	3000	
HVAC-anlæg (66 kV arraykabler)	3000	
Kabelføringsystemer	35 000	
<b>Power-to-X</b>	-	
	<b>SUM</b>	<b>181 200</b>

**Scenarie 3:** 10 GW sænkekasseø med elektriske transmissionsanlæg samt faciliteter til drift og vedligehold af vindmøller, elektriske anlæg og energiø. Faciliteterne til drift og vedligehold er med i alle 10 GW scenarier, da dette areal kun udgør en mindre del af sænkekasseøen og fordelene umiddelbart vurderes betydelige. Areal estimatet er givet i Tabel 8-4.

Tabel 8-4 Estimat af pladsbehov for forskellige faciliteter og anlæg for scenarie 3.

	Facilitet/Anlæg	Pladskrav (m <sup>2</sup> )
<b>Scenarie 3</b>	<b>Service</b>	
	CTV-havn m.m.	26 000
	10 GW eksport	
	Helikopterlandingsplads m.m.	4000
	Hotel, kantine, hospital m.m.	6000
	EL-transmission	
	Reservedelslager, kontor m.m.	20 000
	Adgangs- og serviceveje, lay down område	45 000
	Service, drift og vedligehold	
	<b>Energiøs drift og vedligehold</b>	
	Vandrensning og kloakering	600
	Elforsyning inkl. nødforsyning	3000
	Brandstation og pumpeanlæg	1000
	Adgangs- og kontrolanlæg	300
	Maritim- og flykontrolcenter	300
	Havnefaciliteter (kraner etc.)	20 000
	<b>El-transmissionsanlæg</b>	
HVDC-anlæg	200 000	
HVAC-anlæg (275 kV e.l.)	12 000	
HVAC-anlæg (66 kV arraykabler)	10 000	
Kabelføringssystemer	110 000	
<b>Power-to-X</b>	-	
	<b>SUM</b>	<b>458 200</b>

**Scenarie 4:** 10 GW sænkekasseø med elektriske transmissionsanlæg, PtX-anlæg med 1 GW kapacitet samt faciliteter til drift og vedligehold af vindmøller, elektriske anlæg, PtX-anlæg og energiø. Arealestimatet er givet i Tabel 8-5.

Tabel 8-5 Estimat af pladsbehov for forskellige faciliteter og anlæg for scenarie 4.

	Facilitet/Anlæg	Pladskrav (m <sup>2</sup> )
<b>Scenarie 4</b>	<b>Service</b>	
	CTV-havn m.m.	26 000
9 GW eksport	Helikopterlandingsplads m.m.	4000
	Hotel, kantine, hospital m.m.*	7000
1 GW PtX	Reservedelslager, kontor m.m.*	30 000
	Adgangs- og serviceveje, lay down område	45 000
EL-transmission		
	<b>Energiøs drift og vedligehold</b>	
Service, drift og vedligehold	Vandrensning og kloakering	600
	Elforsyning inkl. nødforsyning	4000
	Brandstation og pumpeanlæg	2000
	Adgangs- og kontrolanlæg	600
	Maritim- og flykontrolcenter	600
	Havnefaciliteter (kraner etc.)	20 000
	<b>El-transmissionsanlæg</b>	
	HVDC-anlæg*	180 000
	HVAC-anlæg (275 kV e.l.)	13 000
	HVAC-anlæg (66 kV arraykabler)*	10 000
	Kabelføringssystemer	115 000
	<b>Power-to-X</b>	
	Elektrolyseanlæg	33000
	Ferskvandsanlæg	220
	*Inklusiv PtX pladskrav	
	<b>SUM</b>	<b>491 020</b>

Det totale arealkrav for energiøen er præsenteret i afrundet hektar for hvert scenarie i Tabel 8-6.



Tabel 8-6 Energiøens totale arealestimat for de fire scenarier i Hektar.

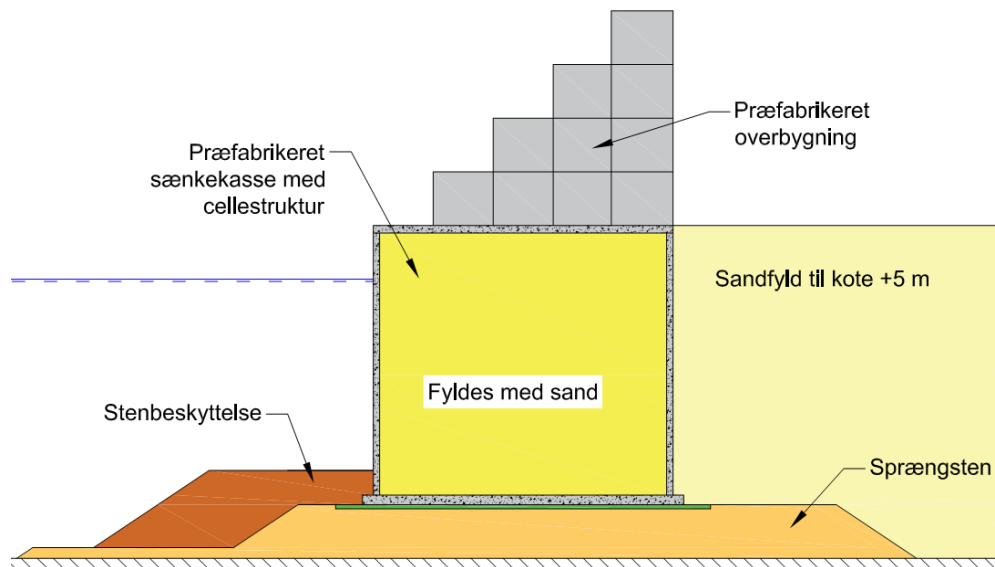
	Scenarie 1	Scenarie 2	Scenarie 3	Scenarie 4
Areal (Ha)	12	18	46	49

### 8.3 Konstruktionsbeskrivelse for sænkekasseø

Energiøen er tiltænkt placeret i Nordsøens bølgeklima, åbent hav, hvilket vil stille betydelige krav til konstruktionen af energiøen. Se data vist i Tabel 8-1. På den udvalgte lokalitet for energiøen er vanddybden relativt lav og havbunden formodes at have velegnede funderingsforhold. Der findes adskillige forskellige konstruktionskoncepter til en kunstig ø. Det er dog antaget i dette studie, at en beskyttelse af øen med sænkekasser, er den bedste løsning både med hensyn til samlet omkostning og samlet byggeperiode, da andre løsninger vil kræve meget mere materiale.

Baseret på de antagne bølgeforhold, er der udarbejdet et koncept for en sænkekasseløsning. Et typisk tværsnit af en sænkekasseløsning er vist i Figur 8-3. Konceptet består af følgende elementer:

- > Stenpude af sprængsten (sten fremkommet ved knusning af intakte klippeblokke) på havbunden (5 til 10m tykt)
- > Betonblokke til beskyttelse af stenpuden (15-30 t)
- > Sænkekasse af beton med interne vægge i både langsgående og tværgående retning (bredde på 30 til 35 m, højde på 20 til 25 m og en længde på 40 til 60m)
- > Præfabrikeret overbygning, der består af en trappetransformation for at reducere bølgeopskyttet (kronekoten af overbygning i kote ca. +25 m)
- > Sandfyldt bag sænkekasserne med efterfølgende komprimering (koten af øen er i +5 m)



Figur 8-3 Tværsnit af sænkekasseø.

### 8.3.1 Konstruktionsmetode

Konstruktionsprincippet er som følger: Først udlægges et lag af sprængsten (5-10m) og dernæst placeres sænkekassen ovenpå dette. Sænkekassen fyldes med sand for at stabilisere denne. En stenbeskyttelse bygges foran sænkekassen for at undgå underminering i forbindelse med storme. Næste skridt er etablering af overbygningen bestående af præfabrikerede elementer, der skal fastgøres til selve sænkekassen. Til sidst fyldes der med sand bag sænkekasserne for at etablere selve øen og sandet komprimeres for at opnå tilstrækkelig bæreevne.

Det antages, at stenmaterialerne vil være fra Norge eller Sverige, mens sandet kan indvindes i området. Det antages, at sænkekassen og de præfabrikerede dele af overbygningen støbes på land i en havn med tilstrækkelig vanddybde (10-12m er krævet afhængig af den endelige højde af sænkekassen og 17 til 19m for at søsætte sænkekassen). Antagelserne omkring materialeindvinding og fabrikation bør vurderes i senere studier.

### 8.3.2 Antagelse vedhørende øens udformning

Øens dimensioner for de fire scenarier er vist i Tabel 8-7. Alle scenarierne for øerne er regnet som rektangulære for at opnå et regulært areal samt havnebasin. Udformningen af øen bør studeres i senere studier for at finde den optimale udformning, der både tager højde for et optimeret areal, belastningen på konstruktionen og anvendelsen så som iland føring af kabler, havn, transmissionsanlæg, evt. udbygning osv.

Tabel 8-7 Omkreds og areal for de forskellige scenarier bruges til at beregne mængder og priser. Tallene er præsenteret afrundet i tabellen.

Konfiguration	Bredde* Længde (m)	Omkreds (m)	Areal (m <sup>2</sup> )	Areal (Ha)
Scenarie 1 (12 Ha)	270*445	1.400	120.000	12
Scenarie 2 (18 Ha)	335*545	1.800	180.000	18
Scenarie 3 (46 Ha)	530*865	2.800	460.000	46
Scenarie 4 (49 Ha)	550*895	2.900	490.000	49

Havnen skal beskyttes med ekstra sænkekasser for at opnå acceptable bølgeforhold inde i havnen, og det er derfor regnet med at længden af sænkekasser svarer til omkredsen af øen.

### 8.3.3 Materialeforbrug

I denne sektion redegøres for materialeforbruget. Dette skal danne basis for prisberegningen samt give input til klimaafttryksberegningerne. Tabel 8-8 angiver materialer pr. meter af omkredsstrukturen bestående af stenpude, stenbeskyttelse, sænkekasse samt overbygning. Desuden angiver tabellen mængden af sandfyld pr. kvadratmeter. Stålmængden er baseret på 170 kg/m<sup>3</sup> armeret beton.

Tabel 8-8 Materialeforbrug pr. meter sænkekasse med tilhørende stenbeskyttelse, bruges til at beregne de forskellige scenarier. Det bemærkes, at tallene er simplificeret, da dette er et meget indledende studie.

Materialer	Enhed	Mængde (inkl. spild)
Omkredsstruktur		
Beton	[m <sup>3</sup> /m]	241
Armeringstål	[t/m]	39
Sten	[m <sup>3</sup> /m]	800
Sand i sænkekasse	[m <sup>3</sup> /m]	693
Fyld		
Sand	[m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup> ]	33

Anvendte materialer for hver af de fire scenarier er angivet i Tabel 8-9. I mængden af sandfyld er indregnet en overhøjde på 2m for at tage hensyn til sætninger af sandfyldet og et spild på 15%. Der er derudover lavet en reduktion af sand for scenarie 2-4 for at kompensere for den beskyttede havn, der ikke fyldes med sand.

Tabel 8-9 Anvendte materialer for hver af de 4 scenarier. Materialerne bruges til vurdering af klimaaftryk samt beregning af variabel pris. Tallene er præsenteret afrundet i tabellen.

Materialer	Scenarie 1 (12 Ha)	Scenarie 2 (18 Ha)	Scenarie 3 (46 Ha)	Scenarie 4 (49 Ha)
Beton [1000xm <sup>3</sup> ]	350	420	680	700
Armeringsstål [1000xt]	60	70	110	115
Sten [1000xm <sup>3</sup> ]	1.150	1.400	2.240	2.320
Sand (i sænke- kasse og fyld) [1000xm <sup>3</sup> ]	4.950	6.440	16.130	17.260

### 8.3.4 Prisoverslag og enhedspriser

Alle priser er baseret på erfaringstal fra marineprojekter i Danmark. Der er blevet kompenseret for de ekstra udfordringer forbundet med at bygge en ø 100 km fra kysten i et hårdt bølgeklime. De logistiske og vejrmæssige udfordringer resulterer i væsentligt højere priser end for almindelige marineprojekter f.eks. havnebyggerier. Usikkerheden på prisoverslaget er på dette niveau af projektet i størrelsen 50%.

Generelt er faste omkostninger uafhængig af øens størrelse. De estimerede enhedspriser er estimeret og angivet i Tabel 8-10. Enhedsprisen for omkredsstrukturen er beregnet på basis af tværsnitmængder og forskellige enhedspriser for sten afhængig af konstruktionsmetoder.

Etableres energiøen i flere separate faser, så skal de generelle omkostninger medtages i hver fase, som et simplificeret estimat af ekstraomkostningen. Tænkes sænkekasseøen konstrueret i flere faser, bør faseopdelingen studeres nærmere i de videre studier.

Tabel 8-10 Enhedspriser, der er anvendt til beregning af CAPEX for de 4 forskellige scenarier.

Konstruktionselement	Enhedspris
Generelt (mobilisering, ledelse, logistik osv.)	1.135 mio. DKK
Omkredsstruktur	2,5 mio. DKK/m
Sandfyld inkl. komprimering	125 DKK/m <sup>3</sup>
Beskyttet havn	235 mio. DKK

### 8.3.5 Prisoverslag for de forskellige scenarier

Prisestimat for scenarie 1, 12 ha sænkekasseø er vurderet i Tabel 8-11. Dette scenarie er tiltænkt direkte sammenligning med platformsøen. Enhedsprisen for omkredsstrukturen for denne lille ø er øget med 5% i forhold til de større øer.

Tabel 8-11 Prisestimat for scenarie 1: 12 ha sænkekasseø. Tallene er præsenteret afrundet i tabellen.

Konstruktionselement	Pris (Mio. DKK)
Generelt (mobilisering, ledelse, logistik osv.)	1.135
Sænkekasser, overbygning samt stenpude og beskyttelse	3575
Sandfyld inkl. spild og komprimering	619
Beskyttet havn	0
<b>Total (afrundet)</b>	<b>5.300</b>

Prisestimat for scenarie 2, 18 ha sænkekasseø er vurderet i Tabel 8-12. I dette scenarie er sænkekasseøen udbygget til at inkludere havnen samt faciliteter til drift og vedligehold

Tabel 8-12 Prisestimat for scenarie 2: 18 ha sænkekasseø.

Konstruktionselement	Pris (Mio. DKK)
Generelt (mobilisering, ledelse, logistik osv.)	1.135
Sænkekasser, overbygning samt stenpude og beskyttelse	4.400
Sandfyld inkl. spild og komprimering	804
Beskyttet havn	235
<b>Total (afrundet)</b>	<b>6.600</b>

Prisestimat for en 46 ha ø er vurderet i Tabel 8-13. I dette scenarie er sænkekasseøen udbygget til 10 GW og den inkluderer havnen samt faciliteter til drift og vedligehold

Tabel 8-13 Prisestimat for scenarie 3: 46 ha sænkekasseø.

Konstruktionselement	Pris (Mio. DKK)
Generelt (mobilisering, ledelse, logistik osv.)	1.135
Sænkekasser, overbygning samt stenpude og beskyttelse	6.980
Sandfyld inkl. spild og komprimering	2.016
Beskyttet havn	235
<b>Total (afrundet)</b>	<b>10.400</b>

Prisestimat for en 49 ha ø er vurderet i Tabel 8-14. I dette scenarie er sænkekasseøen udbygget til 10 GW inklusiv 1 GW PtX og den inkluderer havnen samt faciliteter til drift og vedligehold.

Tabel 8-14 Prisestimat for scenarie 4: 49 ha sænkekasseø.

Konstruktionselement	Pris (Mio. DKK)
Generelt (mobilisering, ledelse, logistik osv.)	1.135
Sænkekasser, overbygning samt stenpude og beskyttelse	7.240
Sandfyld inkl. spild og komprimering	2158
Beskyttet havn	235
<b>Total (afrundet)</b>	<b>10.800</b>

## 8.4 Tidsplan for konstruktion af sænkekasseø

En tidsplan for planlægning og konstruktion af henholdsvis en 3 GW og en 10 GW energiø i Nordsøen er vedhæftet. De viste accelererede tidsplaner er optimerede med hensyn til varighed af de indledende aktiviteter med forundersøgelser, SEA, VVM, udbudsproces, FEED og kontrahering. Varigheden af de enkelte aktiviteter er baseret på normalt realistiske tidsforbrug, men der medtages ikke ekstra tidsforbrug ifm. eventuelle komplikationer, der kan opstå i forbindelse med processerne. Endvidere skal det pointeres, at tidsplanen ikke tager hensyn til de lovgivningsmæssige og juridiske afklaringer vedr. en energiø, overordnet energipolitisk planlægning, samspil med andre lande og lignende ikke-tekniske aspekter.

Tidsplanerne er udarbejdet uden kendskab til, hvordan de danske myndigheder vil udbyde og tildele rettigheden til at udvikle en energiø i Nordsøen samt til den

overordnede tidsplan for, hvornår der skal kunne transmitteres energi til Danmark.

### 8.4.1 Første delopgave

Den første væsentlige tekniske aktivitet, der skal igangsættes af danske myndigheder, vurderes at være en Strategic Environmental Assessment (SEA) for hele området indeholdende energiø, havmølleparker, kabler osv. Det antages, at SEA vil blive baseret på eksisterende data for områderne, dvs. uden gennemførelse af nye feltundersøgelser. Varigheden for gennemførelse af en SEA vurderes at være ca. 1 år.

### 8.4.2 Tidsplan for VVM

Det antages, at VVM skal udføres af udvikleren af øen og det er vurderet at udarbejdelse og godkendelse af VVM for en energiø i Nordsøen vil have en samlet varighed på mindst 1½ år. Som en del af VVM skal der udføres feltundersøgelser, f.eks. registrering af flora og fauna, måling af strøm osv. i området for bygning af øen. Disse feltundersøgelser skal sandsynligvis dække både sommer og vinter, og vil derfor være vejrafhængige. Vejrafhængigheden sammen med udvidede krav fra miljømyndighederne kan resultere i en forøgelse af varigheden af en VVM til 2½ år. Det vides ikke med sikkerhed, om en VVM for energiøen falder ind under Espoo konventionen for projekter, der krydser nationale grænser, men det antages ikke at være tilfældet.

Det antages, at sandressourcerne til øen kan indvindes fra allerede kendte områder og derfor kun vil kræve en godkendelsesproces med en varighed på 9 til 12 måneder. Indvinding af andre ressourcer, f.eks. sten, antages at komme fra allerede godkendte stenbrud i Norge og/eller Sverige.

Afhængig af, hvor sænkekasserne og overbygningen skal produceres, kan der også være krav om en VVM for den eller disse faciliteter. Perioden for en sådan VVM antages at være kortere end VVM for øen.

Efterfølgende vil separate VVM'er for de enkelte offshore havmølleparker, kabel-ruter osv. være påkrævet.

### 8.4.3 Forundersøgelser

Vanddybden og jordbundsforholdene, hvor øen placeres, er to meget vigtige faktorer, der har indflydelse på endeligt valg og pris af løsning for beskyttelse af energiøen mod bølger (omkredskonstruktion).

Hvis udbudskonkurrencen skal resultere i udarbejdelse af konkrete forslag til udformning, beskyttelse af og prissætning af øen, skal der i udbudsmaterialet fra de danske myndigheder være informationer om, i hvilket begrænset område øen kan placeres, og hvad vanddybden og jordbundsforholdene er i dette område. Under den forudsætning er der nedenfor beskrevet de forundersøgelser, der som

minimum bør udføres af danske myndigheder og der som minimum bør være en del af udbudsmaterialet.

Endvidere, vil det være relevant at få udført et Met-Ocean studie indeholdende normale og ekstreme forhold for vind, bølger, vandstand og strøm samt sammenhængen mellem disse.

#### 8.4.4 Forundersøgelser for energiø

Forundersøgelser for placering af selve øen skal indeholde:

- > Bathymetriske opmålinger (vanddybder)
- > Geofysiske undersøgelser, herunder magnetometerundersøgelser
- > Geotekniske borerer kombineret med måling af jordens styrke målt ved Cone Penetration Tests (CPT-forsøg)

Varigheden af disse forundersøgelser afhænger af det område, der skal undersøges. Det kan være påkrævet indledningsvist at udføre en grovmasket forundersøgelse af et eller flere områder for at kunne definere det bedste område for udvikling af energiøen. Dette vil så blive efterfulgt af en mere detaljeret forundersøgelse af det bedst egnede område.

Det kan forudsættes, at forundersøgelserne kun kan udføres i sommerhalvåret pga. af de forekommende bølgeforhold i Nordsøen. Dette kan tidligst blive i perioden marts/april til september/oktober 2021. Separate forundersøgelser skal efterfølgende foretages for de enkelte havmølleparker og ledningskorridorer.

Omfanget af forundersøgelserne skal være tilstrækkeligt til at de bydende udviklere kan reducere usikkerheden og vurdere risici for projektet. Hvis disse risici ikke kan vurderes, vil de blive ført tilbage til de danske myndigheder i form af forhøjet prissætning eller forbehold.

Efter tildeling af rettighederne til at udvikle øen, skal den valgte udvikler af øen udføre flere og mere detaljerede forundersøgelser, som basis for projektering og indgåelse af kontrakt med totalentreprenør.

#### 8.4.5 Forundersøgelser for sandressourcer

Forundersøgelser for indvinding af sand fra mulige indvindingsområder skal indeholde:

- > Geofysiske undersøgelser
- > Vibrocores for tilvejebringelse af prøver fra de øverste lag af havbunden



Det kan forudsættes, at forundersøgelserne kun kan udføres i sommerhalvåret pga. af de forekommende bølgeforhold i Nordsøen. Dette kan tidligst blive i perioden marts/april til september/oktober 2021.

Efter tildeling af rettighederne til at udvikle øen, skal den valgte udvikler af øen udføre flere og mere detaljerede forundersøgelser, som basis for projekteringen og indgåelse af kontrakt med totalentreprenøren.

#### 8.4.6 Konstruktionstid

Cost benefit analysen indeholder 4 scenarier, der med hensyn til byggetid kan inddeles i en lille ø og en stor ø:

- > Lille ø dækker scenarie 1 og 2 for 3 GW, altså et areal mellem 12 til 18 ha
- > Stor ø dækker scenarie 3 og 4 for 10 GW, altså et areal mellem 45 og 49 ha

På grund af bølgeforholdene, er det kun muligt at bygge øen i sommerhalvåret, ca. 6 måneder. For den lille ø skal der bygges i to sommerperioder, mens der for den store ø skal bygges i tre sommerperioder. Varigheden for entreprenørarbejdet fra mobilisering til overdragelse er ca. 4 år for en lille ø og ca. 5 år for en stor ø.

Det skal bemærkes, at teknologiske udviklinger og/eller ændringer i krav kan reducere det nødvendige areal for den store ø, hvilket kan have indflydelse på byggeperioden.

En foreløbig accelereret tidsplan for henholdsvis en lille ø beregnet til 3 GW og for en stor ø beregnet til 10 GW er udarbejdet og vedlagt. Tidsplanerne dækker fra det tidspunkt, hvor der er indgået en politisk aftale til det tidspunkt, hvor øen kan endelig afleveres. Tidsplanerne er opdelt i tre overordnede faser afhængig af, hvilken organisation, der er den drivende kraft: Danske myndigheder, udvikler/investor og totalentreprenør.

Det antages, at de danske myndigheder kan starte en SEA umiddelbart efter indgåelse af den politiske aftale, hvilket tidligst antages at være 1. januar 2021. Forundersøgelserne, som beskrevet ovenfor, udføres i sommerhalvåret 2021, så de kan inkluderes i udbudsprocessen, der antages at køre i 6 måneder og afsluttes med overdragelse af rettigheden til at udvikle en energiø til en af de bydende.

Udvikler af øen skal dernæst straks i gang med at udføre diverse forundersøgelser og starte EIA processen. For at komprimere tidsplanen er der regnet med, at det første projekteringsniveau, Front End Engineering Design (FEED), starter straks og at udvælgelse af totalentreprenør starter efter 6 måneders FEED. Udvikleren vil i to sommerperioder, 2022 og 2023, gennemføre omfattende forundersøgelser, der skal bruges ifm. FEED og totalentreprenørernes tilbud. For at spare tid, skal de bydende totalentreprenører acceptere at tage ansvaret for de omfattende forundersøgelser udført af udvikler af øen.

Indgåelse af kontrakt med en totalentreprenør kan med ovenstående accelerere og optimistiske antagelser mht. varighed af aktiviteter foregå ved udgangen af tredje kvartal i 2023. Totalentreprenøren vil i det første år af kontrakten mobilisere, gennemføre detaljerede forundersøgelser, gennemføre projektering samt starte produktion af sænkekasser og overbygninger. Sænkekasserne vil blive installeret i sommerperioden de følgende to år, dvs. sommerperioderne i 2025 og 2026. Installation af de sidste overbygninger, indfyldning med sand og færdiggørelse af havn vil strække sig ind i 2027.

Indpumpning af sand er vist som en kontinuerlig proces. Dette vil ikke være muligt pga. bølgeforholdene i området, især i vinterperioden vil der være længere pauser i indpumpningen.

Der er indarbejdet en ekstra periode på 3 måneder (reserve) i tidsplanen for konstruktionsaktiviteterne. Idet der kun kan bygges i sommerhalvåret, vil det kun i begrænset omfang være muligt at indhente forsinkelser, og større forsinkelser vil kunne resultere i forsinkelse på 1 år.

Aflevering af øen vil derfor kunne foretages ved udgangen af 2027. Det vurderes at være muligt at planlægge konstruktionen af øen således, at en del af denne kan afleveres tidligere, hvilket kan fremskynde bygningen af det der skal være ovenpå øen.

Den primære risiko for forsinkelse vurderes at være relateret til

- > Myndighedsprocesser og godkendelser
- > Forundersøgelserne herunder vejrlig
- > Udvælgelsesproces for udvikler og EPC entreprenør
- > Fabrikation og installation af sænkekasser
- > Fejl eller skader på kabler under installation

## 8.5 Konstruktionsbeskrivelse for platformso

De forskellige elektriske transmissionskoncepter er beskrevet i detaljer i afsnit 7. I hvert af disse transmissionskoncepter indgår en række forskellige komponenter herunder platforme. På tværs af koncepterne er der identificeret seks typiske platforme, der vil blive anvendt ved de efterfølgende omkostningsberegninger.

- > **Platform type A:** 1 GW 66/275 kVAc, hvor vindmølleparkens afstand til HVDC-transmissionssystemet ikke muliggør tilslutning via 66 kV kabler
- > **Platform type B:** 1 GW 66/380 kVAc – 320 kVdc konverterstation, ikke forberedt til en senere 10 GW udbygning

- > **Platform type C:** 1 GW 66/275/380 kVac – 320 kVdc konverterstation forberedt for centralt placeret 10 GW konfiguration
- > **Platform type D:** 1 GW 66/380 kVac – 320 kVdc konverterstation, centralt placeret 10 GW konfiguration
- > **Platform type E:** 1 GW 275/380 kVac – 320 kVdc konverteringsstation, Centralt placeret 10 GW konfiguration
- > **Platform type F:** 0,75 GW 66/380 kVac – 320 kVdc konverterstation, forberedt til en senere 10 GW udbygning

Alle platforme antages at være ubemandet og er ikke udført for beboelse, hvorved der opnås betydelige besparelser på størrelse og udstyr til platformene. Platformene har i alle tilfælde overlevelsesrum og redningsudstyr til det antal personer, der måtte opholde sig på platformen. Eventuelt behov for mandskab antages håndteret med SOV eller helikopter. Eventuelle krav til bemanning af platformene skal vurderes med Energinet for den endelige konfiguration af energioen.

I de følgende beskrivelser af platformene vil størrelse og pris ikke blive tilpasset de marineforhold, som beskrevet i afsnit 8.1, da det ikke har været muligt inden for budgettet af dette indledende studie. Det vurderes umiddelbart, at der er relativ lav vanddybde og gode funderingsforhold på lokaliteten i Nordsøen, hvorfor det forventes rimeligt at skalere direkte fra kendte referencer. Dog anbefales det at lave tilpassede estimater for størrelser og omkostninger på platformene i næste fase.

### 8.5.1 Platform type A: 1 GW – 66/275 kVac

Platformen tænkes anvendt for 1 GW vindmølleparker placeret i en afstand fra energioen, som overstiger 35-40 km<sup>7</sup>, hvilket vurderes til at være den maksimale afstand for direkte tilslutning af vindmøllerne på 66 kV spændingsniveau.

Platformen tænkes udført som en traditionel AC-platform, som nu til dags etableres i størrelser op til ca. 1300 MW. Figur 8-4 illustrerer en typisk havbaseret transformerplatform.

---

<sup>7</sup> Afstanden vil afhænge af indkoblingsforholdene samt valget af afbrydermateriel i vindmøllerne, der skal kunne fjernbetjenes.



Figur 8-4 Traditionel AC-transformer platform- Ørsted Race Bank Vindmølle Park.

En traditionel 1 GW AC-platform antages at bestå af følgende hovedkomponenter:

- > **Topside**  
Bestykket med to 66/275 kV hovedtransformere, 66 kV og 275 kV koblingsanlæg (GIS), hjælpeudstyr og helikopter landingsplads eller helikopterhejs. LxBxH: 40x35x20m (højden er eksklusiv helikopterfacilitet og antenne)  
Vægt: ≈3.500 tons
- > **Jacket** (Fundament til topside)  
Det antages, at topside kan løftes og installeres i en operation, hvorved en jacketstruktur oftest vil være mest fordelagtig. I nogle tilfælde, vil topsiden også kunne placeres på monopæl.  
Højde over vandoverflade ≈ 20 m  
Vægt: ≈3.000 tons (inklusive pæle nedrammet i havbunden)

### 8.5.2 Platform type B-E og F: AC/HVDC

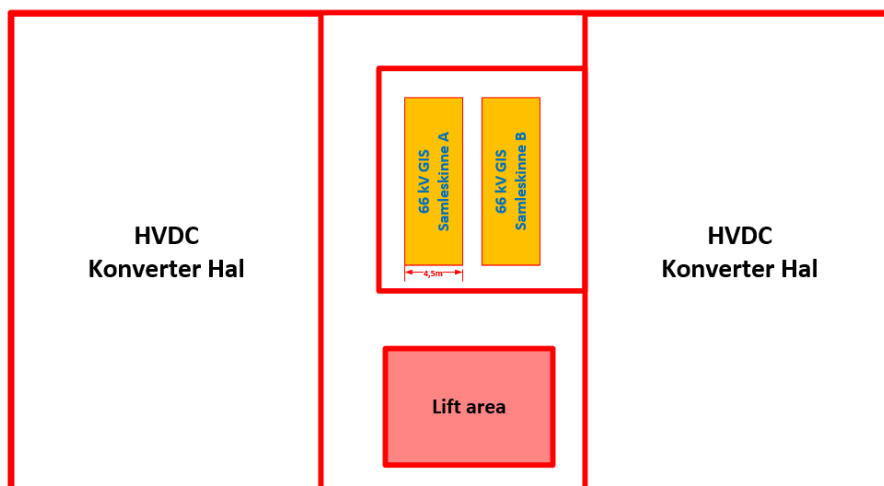
HVDC-platformene er i dette studie antaget med en standard størrelse 0,75 - 1 GW med en topside indeholdende både AC- og DC-udstyr. Der findes flere alternativer og udformningen af HVDC-platforme er ikke standardiseret. Det kan for eksempel nævnes, at AC- og DC-udstyret kan være på separate platforme. En mulig udformning af en HVDC platform<sup>8</sup> med fire dæk er illustreret i Figur 8-5, Figur 8-6 og Figur 8-7. Hvor det nederste utility dæk ikke er skitseret.

---

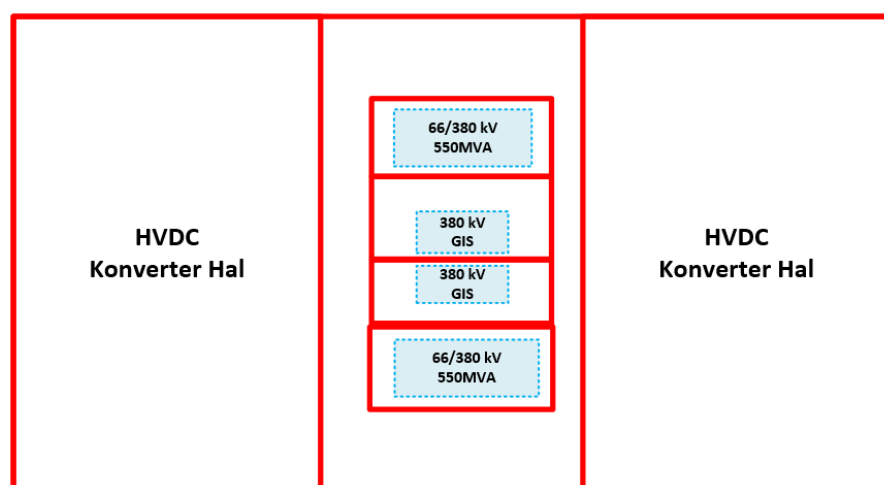
<sup>8</sup> 275 kV koblingsanlæg og dedikeret HVDC-konvertertransformere er ikke vist på skitserne, men tilgodeset i arealerne antaget for de øvrige HVDC-platformstyper.

En traditionel 1 GW HVDC-platform antages at bestå af følgende hovedkomponenter

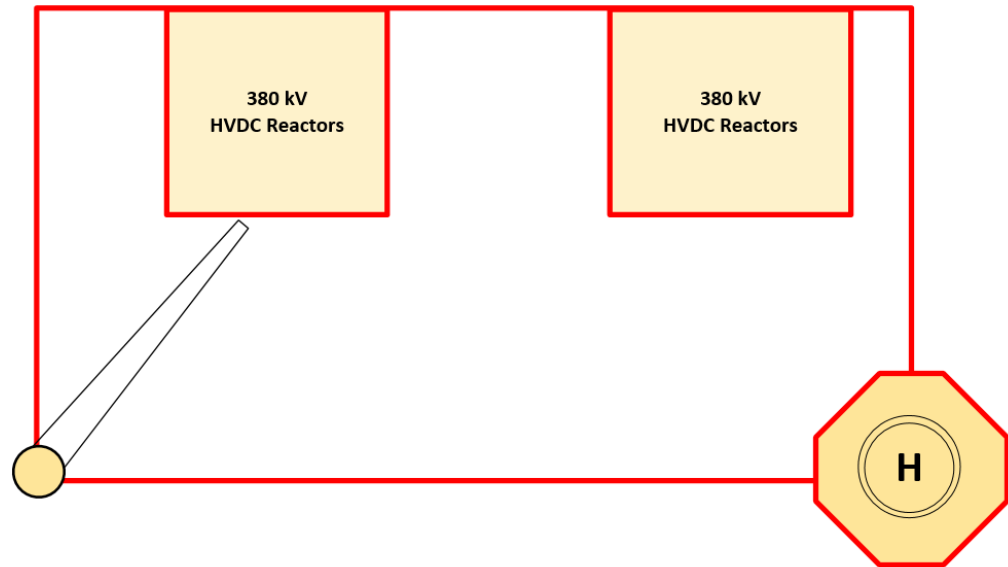
- > **Topside**  
 Bestykket med to 66/275 kV hovedtransformere, 66 kV og 275 kV koblingsanlæg (GIS), HVDC-konvertere og hjælpeudstyr samt helikopter landingsplads eller helikopterhejs.  
 LxBxH, 70x38x35 m (højden er eksklusiv helikopterlanding og antenne)  
 Vægt ca. 8.500-9.000 tons
  
- > **Jacket:**  
 Det antages, at topside kan løftes og installeres i en operation, hvorved en jacketstruktur oftest vil være mest fordelagtig. Toppiden vil formentlig være så stor, at monopælen er udelukket.  
 Højde over vandoverflade ≈20 m  
 Vægt ≈7.000 tons (inklusive pæle nedrammet i havbunden).



Figur 8-5 HVDC Platform Dæk 2 - 66 kV GIS koblingsanlæg med felter.



Figur 8-6 HVDC Platform Dæk 3 - HV Transformere.



Figur 8-7 HVDC Platform Dæk 4 – Topdæk med landingsplads og kran.

Platformene, som danner grundlaget for omkostningsberegningen, vil antage større dimensioner, da behovet for udvekslingsforbindelser medfører installation af ekstra elektrisk udstyr. Det vurderes, at dette udstyr vil medvirke til at platformene øges i længden med 15-20 m. Den øgede størrelse samt ekstra udstyr vil medføre en betydelig vægtforøgelse for topsiden. En samlet topside vægt i området af 10.000 tons vurderes realistisk.

Nærværende rapport tager udgangspunkt i markedspriser for fremstilling, transport og installation af 1 GW AC/HVDC-transformerplatforme, hvor topside bliver sat på en jacketstruktur. Dette koncept har været fremherskende for hovedparten af transformerplatforme installeret til dato.

Prisen for fremstilling, transport og installering af 0,75 GW AC/HVDC-transformerplatforme er baseret på en skalering af 1 GW AC/HVDC-transformerplatform.

Den markante forøgelse af vægten på fremtidige platforme/topsides med samlet vægt på op til 10.000 tons medfører en begrænsning i tilgængelige installationsfartøjer, som kan løfte de ekstreme vægte. Det anses derfor for overvejede sandsynligt, at "den næste generation" af platforme vil blive fremstillet komplet på værftet og transporteret eller bugseret flydende til lokaliteten, hvor de sænkes ned på havbunden ved ballastering (som det kendes fra sænkekasserne) eller med "semi submersible" skibe og platforme. Dette vil bevirke en betydelig forøgelse af vægten og omkostningerne til stål, hvilket til gengæld forventes at blive kompenseret af besparelser på transport og installation.

Omkostninger for de forskellige løsninger antages i dette studie uændret ud fra en antagelse om at projektudviklerne og entreprenørerne vil finde de mest optimale koncepter fra projekt til projekt. Det vil dog være oplagt at studere nærmere senere i forløbet.

Nedenstående illustrationer anskueliggør nogle mulige løsninger baseret på allerede anvendte eller planlagte udformninger af platforme.



Figur 8-8 Dogger Bank Vindmølle Park - Aibel/ABB.



Figur 8-9 Platform Dolwind Epsilon - Aibel/ABB.





Figur 8-10 Dolwin 2 transformer platformtransport.



Figur 8-11 Versabar HLV 10.000 t topside installering på jacket.



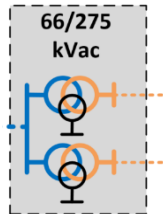
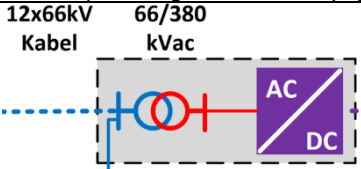
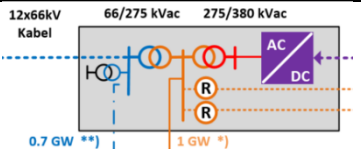
Figur 8-12 Versabar HLV 10.000 t - Topside Installation.



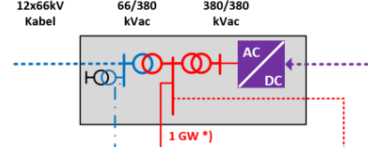
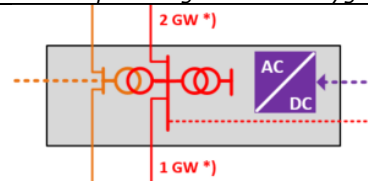
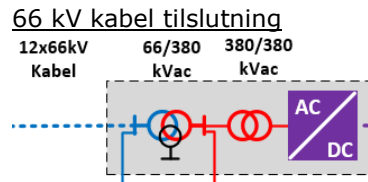
Illustrationerne er kun retningsgivende og ikke udtryk for en anbefaling om valg af koncept. Et fokuseret udviklingsprojekt og efterfølgende dialog med potentielle leverandører og installationsfirmaer kan resultere i andre mere attraktive koncepter.

Tabel 8-15 opsummerer karakteristika og elektriske hovedkomponenter som anvendes i fastlæggelse af CAPEX-beregningen for de elektriske systemer.

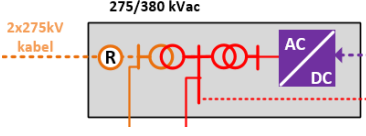
Tabel 8-15 Opsummering af de forskellige platformstyper der er anvendt i studiet

<b>Platform type A: 1 GW 66/275 kVac</b> <i>Vindmølleparkens afstand til AC/HVDC-platform muliggør ikke direkte tilslutning af 66 kV kabler</i>		
	Elektriske hoved komponenter: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2x 66/275 kVac 550 MVA-transformere</li> <li>• 18x 66 kV GIS felter – dobbelt samleskinne</li> <li>• 2x 275 kV shuntreaktorer</li> <li>• 275 kV GIS felter – dobbelt samleskinne</li> </ul>	
	Dimensioner [BxLxH]	Vægt
Topside	≈ 37 m x 46 m x 20 m	≈ 3.500 t
Jacket-struktur og pæle		≈ 3.300 t
<b>Platform type B: 1 GW 66/380 kVac – 320 kVdc konverterstation</b> <i>Central placering – 3x 1 GW klynge ikke forberedt til en senere 10 GW udbygning</i>		
	Elektriske hoved komponenter: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2x 66/380 kV 550 MVA-transformere</li> <li>• 380 kV GIS felter – dobbelt samleskinne</li> <li>• 18x 66 kV GIS felter – dobbelt samleskinne</li> <li>• 2x HVDC Konverter</li> </ul>	
	Dimensioner [BxLxH]	Vægt
Topside	≈ 38 m x 67 m x 30 m	≈ 8.500 t
Jacket-struktur og pæle		≈ 7.100 t
<b>Platform type C: 1 GW 66/275/380 kVac – 320 kVdc konverterstation</b> <i>10 GW udbygning decentral placering</i>		
	Elektriske hoved komponenter: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2x 66/275 kV 550 MVA transformere</li> <li>• 2x 275/380 kV 550 MVA konverter transformere</li> <li>• 3x ≈ 140 MVar 275 kV variable shunt reaktorer<sup>9</sup></li> <li>• 4x 380 kV GIS felter – dobbelt samleskinne</li> <li>• 7x 275 kV GIS felter – dobbelt samleskinne</li> <li>• 18x 66 kV GIS felter – dobbelt samleskinne</li> <li>• 2x HVDC Konverter</li> <li>• 2x 380 kV reaktorer (HVDC-anlæg)</li> </ul>	

<sup>9</sup> Antal og størrelse af shuntreaktorerne er foreløbige og skal eftervises i senere faser.

	Platforme indbyrdes forbundne via 2x 380 kV luftledninger.	
	Dimensioner [BxLxH]	Vægt
Topside	≈ 38 m x 85 m x 32 m <sup>10</sup>	≈10.600 t
Jacket-struktur og pæle		≈7.300 t
<b>Platform type D: 1 GW 66/380 kVac – 320 kVdc konvertersation</b>		
<i>Central placering -10 GW udbygning</i>		
	Elektriske hoved komponenter: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2x 66/380 kV 550 MVA-transformere</li> <li>• 2x 380/380 kV 550 MVA-transformere</li> <li>• 7x 380 kV GIS felter – dobbelt samleskinne</li> <li>• 18x 66 kV GIS felter – dobbelt samleskinne</li> <li>• 2x HVDC Konverter</li> <li>• 2x 380 kV reaktorer (HVDC-anlæg)</li> </ul> Platforme indbyrdes forbundne via 2x 380 kV luftledninger.	
	Dimensioner [BxLxH]	Vægt
Topside	≈ 38 m x 83 m x 30 m	≈10.100 t
Jacket-struktur og pæle		≈7.300 t
<b>Platform type E: 1 GW 275/380 kVac – 320 kVdc konverterstation</b>		
<i>Central placering -10 GW udbygning</i>		
	Elektriske hoved komponenter: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2x 275/380 kV 550 MVA-transformere</li> <li>• 2x 380/380 kV 550 MVA-transformere</li> <li>• 3x 275 kV Shunt reaktorer</li> <li>• 7x 380 kV GIS felter – dobbelt samleskinne</li> <li>• 18x 66 kV GIS felter – dobbelt samleskinne</li> <li>• 2x HVDC Konverter</li> <li>• 2x 380 kV reaktorer (HVDC-anlæg)</li> </ul> Platforme indbyrdes forbundne via 2x 380 kV luftledninger. (275 kV forbindelse er ikke medtaget i CAPEX beregning)	
	Dimensioner [BxLxH]	Vægt
Topside	≈ 38 m x 81 m x 30 m	≈10.000 t
Jacket-struktur og pæle		≈7.300 t
<b>Platform type F: 0,75 GW 66/380 kVac – 320 kVdc konverterstation</b>		
<i>Central placering – 3x 0,75 GW klynge forberedt til en senere 10 GW udbygning</i>		
66 kV kabel tilslutning 	Elektriske hoved komponenter: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 18x 66 kV GIS felter – dobbelt samleskinne</li> <li>• 2x66/380 kV 400 MVA-transformere</li> <li>• 380 kV GIS felter – dobbelt samleskinne</li> <li>• 2x380/380 kV 400 MVA-transformere</li> <li>• 2x HVDC Konverter</li> <li>• 2x 380 kV reaktorer (HVDC-anlæg)</li> </ul>	
275 kV kabel tilslutning	-----	

<sup>10</sup> Længdeøgningen vil forventelig blive mindre, når det optimerede design vil øge bredden for at tilsigte et mere kvadratisk grundareal.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 275 kV GIS felter – dobbelt samleskinne</li> <li>• 2x ≈75 MVar 275 kV variable shunt reaktorer</li> </ul> <p>Platforme indbyrdes forbundne via 2x 380 kV luftledninger for at sikre effekt udveksling imellem landene.</p>						
	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="895 456 1310 495">Dimensioner [BxLxH]</th> <th data-bbox="1315 456 1481 495">Vægt</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="895 501 1310 533">Topside</td> <td data-bbox="1315 501 1481 533">≈9.700 t</td> </tr> <tr> <td data-bbox="895 539 1310 571">Jacket struktur og pæle</td> <td data-bbox="1315 539 1481 571">≈7.200 t</td> </tr> </tbody> </table>	Dimensioner [BxLxH]	Vægt	Topside	≈9.700 t	Jacket struktur og pæle	≈7.200 t
Dimensioner [BxLxH]	Vægt						
Topside	≈9.700 t						
Jacket struktur og pæle	≈7.200 t						

### 8.5.3 Tidsplan for konstruktion af Platformso

Tidsplanen for konstruktion af en platformso er i første omgang behandlet i det indledende studie (Ref. /1/). Tidsplanen er ikke synkroniseret med dette studie, da det indledende studie forudsatte færre og større platforme. Det vurderes konservativt, at platformene som beskrevet i afsnit 7.2.3, på tilsvarende vis, kan etableres på 4 år fra ordreafgivelse til installation, idriftsættelse og handover.

Forberedelsesfasen, der inkluderer myndighedsbehandling og indledende udvikling, kan estimeres at være tilsvarende den tid, som der skal benyttes på sænkekasseøen som beskrevet i afsnit 8.4, hvilket svarer til knapt 3 år.

Design af platformsoen falder mellem forberedelses- og etableringsfasen, hvorfor der tilføjes yderligere et år til tidsplanen. Platformene projekteres som en samlet enhed af flere fundamenter, topsides og elektrisk udstyr. Grundet lang bestillingstid på hovedkomponenter og lang fabrikationstid er det afgørende at alle komponenter er kendt tidligt i forløbet. Sænkekasseøen kan have separate designforløb for sænkekasseø og overbygning, da interfaces tillader mere fleksibilitet.

Det vurderes således realistisk, at platformene er i stand at levere strøm i 2029, hvis processen igangsættes ved start 2021. Dette estimat er meget foreløbigt og bør studeres nærmere i det videre arbejde.

Den primære risiko for forsinkelse vurderes at være relateret til:

- > Myndighedsprocesser og godkendelser samt eventuelle komplikationer med nuværende og fremtidige rør og søkabler
- > Forundersøgelserne herunder vejrlig
- > Beslutning om aftagning af strøm i udlandet
- > Teknologivalg (størrelse af platforme og HVDC-forbindelserne i relation til spændingsniveau samt modenheden for etableringen af et eventuelt HVDC-transmissionssystem)
- > Udvælgelsesproces for udvikler og EPC Entreprenør
- > Forsinkelse i fabrikation, installation eller idriftsættelse af de enkelte platforme herunder afprøvning og idriftsættelse af det samlede system af platforme
- > Fejl eller skader på kabler under installation

## 9 Klimaaftryk og CO<sub>2</sub> udledninger

Der er et stadigt større fokus på klima i verden – herunder også i Danmark, hvilket udtrykker et behov for at reducere klimapåvirkningen for at begrænse drivhuseffekter.

Selve ønsket om at etablere energiøer og generere grøn strøm er centrum i den danske strategi for at nå 70%-målet, der stammer fra Paris-aftalen<sup>11</sup>. Den grønne strøm danner grundlag for en markant reduceret udledning af drivhusgasser fra elproduktion og på sigt også fra tung transport.

Ved selve etablering af havmølleparker og energiøer benyttes der ressourcer til fremstilling, transport og installation. Det er således vigtigt at se på emissionen af drivhusgasser ved etablering af disse energiøer for at belyse de forskellige alternative energiøkoncepter samt vurdere positive effekter ved overgangen til mere grøn strøm.

I dette afsnit afdækkes de potentielle drivhusgasemissioner, der vil finde sted ved transport af materialer til energiøerne samt selve råvareudvinding og produktion af de materialer, der forventes at blive anvendt. Analysen af klimaaftryk og CO<sub>2</sub> udledning er indledende i det der kun fokuseres på de største bidrag samt forskellen mellem de forskellige energiøkoncepter. Det anbefales at studere klimaaftrykkene nærmere i senere studier.

Livscyklusvurdering (LCA) er anvendt som metode til beregning af drivhusgasemissioner for materialer og transport af materialer til anlæg af energiøerne.

Så vidt muligt er der anvendt produktspecifikke data baseret på miljøvaredeklARATIONER (EPD). Hvor det ikke er muligt at finde produktspecifikke data, er generiske data anvendt, som stammer fra LCA-databasen GaBi Professional 2019.

De anvendte data inkluderer drivhusgasser fra vugge til port – dvs. fra råvareudvinding, transport, produktion af materialer mv. frem til at materialerne anvendes ved anlæg.

Det noteres, at der i forbindelse med de beskrevne elektriske systemer foreskrives anvendelse af højspændingskoblingsanlæg (GIS), hvor der p.t. på de højere spændingsniveauer stadigvæk indgår drivhusgasser (SF<sub>6</sub>) som isolerende medie. Det må forventes, at der inden for en årrække bliver udviklet alternative systemer, som kan erstatte den nuværende teknologi. Det skal i denne forbindelse bemærkes, at operatørerne allerede i dag er underlagt krav om opsamling og genanvendelse af SF<sub>6</sub>. Yderligere er mindste krav om årligt udslip standardkrav som også kan blive målt og rapporteret løbende.

---

<sup>11</sup> På COP21 i Paris i december 2015 indgik de 196 medlemslande i FN's klimakonvention (UNFCCC) en juridisk bindende klimaaftale – Paris aftalen. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>

## 9.1 Antagelser

Følgende antagelser er foretaget i projektet:

- Drivhuseffekt for vugge til port samt transport er inkluderet i beregningerne. Det vil sige, at udvinding af råmaterialer, bearbejdning af råmaterialer, produktion af de anvendte projekter samt transport er inkluderet. Bortskaffelsen er ikke inkluderet.
- Transmissionskablerne fra møller til energiø og videre til land er kun inkluderet i forhold til metallerne, der indgår i kablerne.
- Alt over jord på energiøen og på land (modtager) – dvs. bygninger, er ikke inkluderet i beregningerne.
- Vindmøllerne inkl. fundamenter er kun groft inkluderet i form af stålmængden.
- Betonen anvendt er af styrke C40/50.
- Beton og stål er fremstillet i Spanien, og er transporteret til Danmark med skib (2.500 km).
- Sten er transporteret fra Norge med skib til byggepladsen (333 km).
- Sand bliver udvundet til havs og transporteres med skib til byggepladsen (65 km).

## 9.2 Materiale-mængder anvendt som input

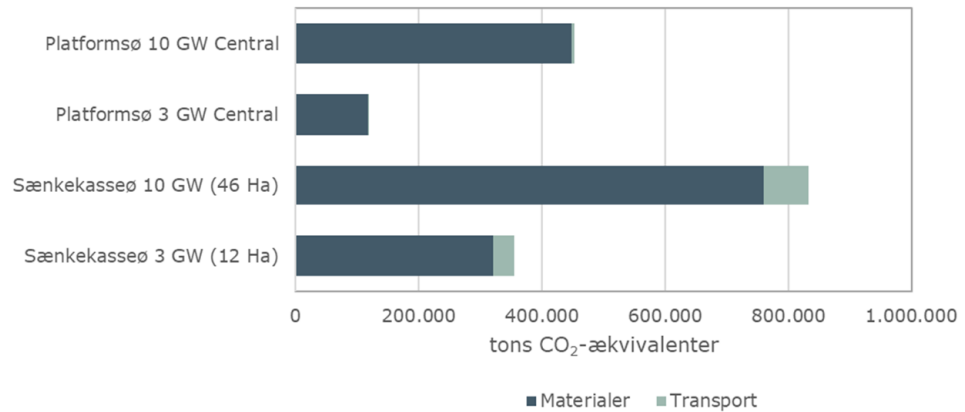
Følgende mængder er inkluderet i beregningerne:

Tabel 9-1 Mængder af anvendte råmaterialer for de fire scenarier.

Material	Sænkekasseø		Platformsø	
	3GW (12 Ha)	10 GW (46 Ha)	3GW Cental	10 GW Central
<b>Ø-Materialer</b>				
Concrete [m <sup>3</sup> ]	345.000	675.000	0	0
Steel [t]	55.000	110.000	0	0
Rocks [m <sup>3</sup> ]	1.150.000	2.240.000	0	0
Sand [m <sup>3</sup> ]	4.915.000	16.125.000	0	0
<b>66/275 kV AC Platforme</b>				
Steel [t]	0	26.000	0	26.000
<b>AC/HVDC Platforme</b>				
Steel [t]	-	-	54.000	180.000
<b>HV AC/DC anlæg på Ø</b>				
Steel [t]	18.000	60.000	0	0
<b>Møller, tårne, Kabler, HV DC forbindelser</b>				
Steel [t]	725.000	2.466.000	725.000	2.494.000
AL	6.000	20.000	7.000	23.000
Cu	5.000	17.000	5.000	17.000
Bly		11.000		11.000

### 9.3 Resultater

Baseret på transportafstandene vist ovenfor og råmaterialerne set i Tabel 9-1, er emissionen af drivhusgasser fra energiøerne beregnet for hvert scenarie. Resultaterne kan ses i Figur 9-1.

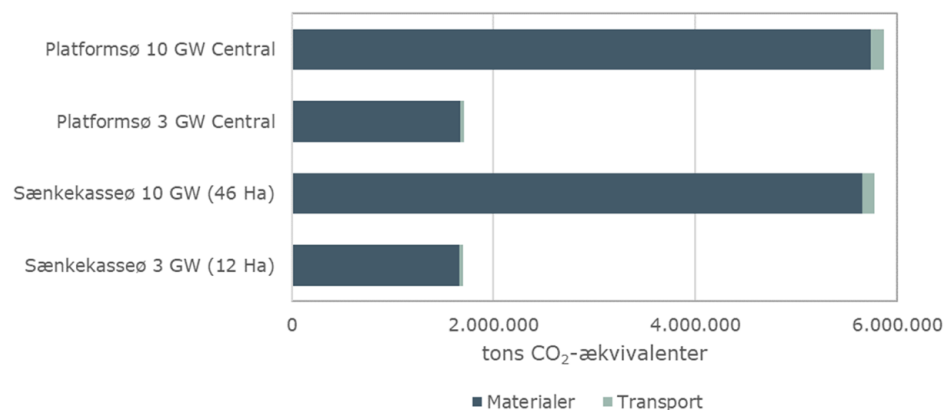


Figur 9-1 Drivhusgasemissionerne fra energiøerne for de fire scenarier givet i tons CO<sub>2</sub>-ækvivalenter.

Det ses på Figur 9-1, at materialer udgør de langt største kilder til emission af drivhusgasser sammenlignet med transport af materialer, hvilket er gældende for alle fire scenarier.

Drivhusgasemissionen er højest for 'det store' sænkekassescenarie sammenlignet med scenarierne med platforme. Dette skyldes primært, at mængden af stål anvendt i de to alternativer, er stort set ens, men mængden af beton anvendt i sænkekassescenarierne er væsentlig større.

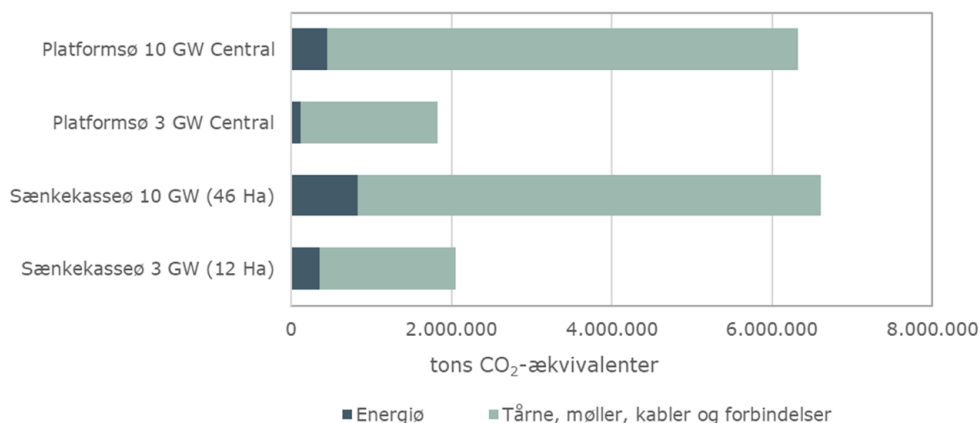
For tårne, møller, kabler og HV DC forbindelser er drivhusgasemissionerne for den energiproducerende del af energiøerne vist i Figur 9-2.



Figur 9-2 Drivhusgasemissionerne for møller, tårne, kabler og forbindelser for de fire scenarier i tons CO<sub>2</sub>-ækvivalenter .

Det ses, at størstedelen af drivhusgasemissionerne stammer fra tårne, møller, kabler og forbindelser placeret på energiøerne. Emissionen af drivhusgasser fra transport er minimal sammenlignet med materialernes påvirkning.

En sammenligning imellem påvirkningerne fra selve energiøerne samt tårne, møller, kabler og forbindelser kan ses i Figur 9-3.



Figur 9-3 Drivhusgasemissionerne for selve energiøerne samt møller, tårne, fundamenter, kabler og forbindelser for de fire scenarier i tons CO<sub>2</sub>-ækvivalenter.

Der er ikke udført separate studier af klimaafttryk fra drift- og vedligeholdelsesfasen samt for dekommissionering fasen da sådanne studier er omfattende. Studierne vil i første omgang kræve at der bliver opstillet konkrete drift- og vedligeholdelsesplaner samt konkrete dekommissioneringsplaner. Ældre studier så som Ref. /10/ indikerer at hvis energigenereringen ikke medregnes så kommer 20% af CO<sub>2</sub> udledningen gennem en livscyklus fra drift og vedligeholdelsesfasen mens 1% kommer fra dekommissioneringsfasen. Hvis energigenereringen medregnes er bidragene af mindre betydning. Derudover kommer at Energiøerne og de tilhørende havmølleparker forventes at være i drift omkring 2030 og dekommissionering følger forventeligt efter levetiden af henholdsvis havmølleparkerne samt energiøen. Den teknologiske udvikling i transportsektoren inkluderer på nuværende tidspunkt både elektricitet og brint som drivmiddel. Det kan med rimelighed antages at store dele af drift- og vedligeholdelsesoperationerne vil blive udført med moderne teknologi hvorved klimaafttryk og CO<sub>2</sub> udledninger vil reduceres betydeligt. Derudover kan dele af CO<sub>2</sub> udledningerne fra livscyklussen krediteres ved dekommissionering hvis komponenter eller materialer genbruges og genanvendes i nye livscyklusser. Det kan således nævnes at op mod 85% af turbinerne kan genanvendes i dag og frem mod 2040 arbejdes på at 100% af mølleren kan genanvendes.

Miljøpåvirkninger og CO<sub>2</sub> udledninger under drifts- og vedligeholdelsesfasen samt dekommissioneringsfasen er ikke studeret nærmere i denne rapport men baseret på ovenstående betragtninger af den teknologiske udvikling indikeres det, at de to faser samlet vil bidrage positivt til at reducere den totale klimapåvirkning af livscyklussen (Ref. /11/).





## 10 Tilgængelighed

I dette afsnit gives en indledende vurdering af tilgængeligheden i Nordsøen og i Østersøen ved Bornholm. Der tages højde for typiske skibe, der bliver brugt under installation og O&M opgaver, og der gives eksempler på vejrvindduer, som fartøjerne kan operere i. Vejrdata er hentet fra to forskellige kilder og det behandles i forhold til en lokalitet af energiøen i henholdsvis Nordsøen og Østersøen.

### 10.1 Service af havvindmøller

En diversificeret flåde af servicefartøjer er nødvendig for transport, installation og drift af havmølleparker. Dette inkluderer installationskibe, der typisk kun er operationelle ved installation og dekommissionering af havmølleparken, samt O&M-skibe, der opererer regelmæssigt gennem havmølleparkens levetid. En grov antagelse er, at en havmølle har brug for mellem 5-10 vedligeholdelsesture om året. 1-2 er planlagt, mens resten repareres efter behov (Ref. /12/).

Næsten en fjerdedel af havmølleparkernes levetidsomkostninger involverer O&M, som kan variere betydeligt baseret på valget af fartøj, vejrforhold på havmølleparkens lokalitet samt placering og tilgængelighed til turbinerne. Tabet af indtjeningen er også betydeligt, hvis der ikke hurtigt kommer en tekniker til den fejlmeldte mølle, hvor der er behov for planlagt eller uventet reparation eller inspektion.

Omkostningerne stiger eksponentielt, når havmøllerne ikke kan tilgås grundet dårlige vejrforhold. Derfor er det af væsentlig betydning at vælge de optimale servicefartøjer og metoder til at reducere nedetid på møllerne grundet vejrforholdene. Da hver type servicefartøj har forskellige omkostninger og begrænsninger, er det muligt at vælge en flåde med servicefartøjer, der er optimeret til et givet projekt, og flere typer af tilgængelige servicefartøjer er beskrevet i det følgende afsnit. Dette studie giver et indblik i begrænsninger ved installation og O&M omkring de to energiøer og deres tilhørende havmølleparker. Det anbefales at udføre yderligere studier af, hvordan installation og O&M kan optimeres for de to energiøer.

Havmølleparkernes tilgængelighed kan opdeles i to faser: Installation og O&M. Installation kan naturligt planlægges med størst intensitet omkring sommerperioden i Nordsøen, hvor vejrforholdene er roligere. Det giver betydeligt større sandsynlighed for, at det ønskede vejrvindue er tilgængeligt uden ventetid. I forhold til den daglige drift støder turbinerne i havmølleparkerne på uforudsigelige, men almindelige fejl, der kan løses af teknikere. Det mest almindelige er en turbines behov for en manuel genstart, der forekommer mindre end 9 gange om året og det tager cirka en time at gennemføre uden yderligere materialeomkostninger. De dyreste fejl er typisk relateret til vingerne, og de kan i gennemsnit forekomme næsten 1,5 gange om året. Andre reparationsbehov forekommer sjældnere end turbinens levetid i gennemsnit, men når de skaleres til en havmøllepark, der indeholder et stort antal af møller, bliver det en omkostning, der skal tages højde for. Et at de virkelig bekostelige scenarier er svigt af en

turbinens transformere. Der sker sandsynligvis kun svigt 0,02 gange om året, hvilket potentielt kan være to vindmøller hvert år i en havmøllepark på 100 enheder.

Et eksempel på optimering af O&M for havmølleparkerne er foretaget af Ref. /8/. Formålet er at bestemme, hvilken af to CTV-fartøjstyper, der ville være mest omkostningseffektive i en britisk havmøllepark, samt den forventede flådestørrelse. Undersøgelsen viste, at CTV-1, et 26 m serviceskib, er det klare valg i forhold til CTV-2 (19,1 m). Selvom CTV-1 er dyrere dagligt, og selvom det kun har samme antal teknikere, medførte dets større størrelse, at det kunne anvendes for større bølger. Det optimale antal skibe blev fundet til at være 7, fordi mange møller kunne repareres i det samme vejrvindue for at reducere nedetid. Eksemplet tjener udelukkende som illustration af et optimeret O&M setup og det anbefales at lave tilsvarende studier for energiøen i Nordsøen, hvor den allokerede plads til O&M skal defineres.

## 10.2 Fartøjer og helikoptere

Der gives i dette afsnit eksempler på forskellige fartøjer og lufttransport som anvendes til installation, drift og vedligeholdelse af havmølleparker. Små kommercielle skibe (SCV) er det generelle udtryk for besætningsoverførselsskibe (CTV), der anvendes i forbindelse med at transportere teknikere til havmøllerne.

### > **Små kommercielle skibe (SCV)**

Et servicefartøj, der er i stand til at servicere havmølleparker, er Small Commercial Vessel (SCV). De fleste servicefartøjer indeholder ca. ni teknikere, og på grund af deres mindre størrelse, kan de derfor typisk ikke anvendes ved rejser mere end 60 sømil, hvilket svarer til omkring 111 km. De mindre skibe er betydeligt billigere at betjene og de skyder generelt omkring 20 knob (37 km/t). Det mindste skib koster cirka 2,5 mio. DKK pr. år eller 11.300 DKK pr. dag. De større skibe, der skyder 25 knob (46 km/t) og modstår 2,5m signifikant bølgehøjde, koster omkring 5,6 mio. DKK. pr. år eller 16.900 DKK pr. dag.

### > **Servicedriftfartøjer (SOV)**

Disse skibe adskiller sig betydeligt fra SCV'er, da deres størrelse er betydeligt større. En typisk størrelse af skibene inkluderer 305 kvadratmeter dæk og en besætning på 40-60 teknikere ad gangen. Selvom de er dyrere, er de udstyret med en hydraulisk landgang, der er stabiliseret med 6 frihedsgrader, så teknikere kan gå sikkert fra fartøj til turbine, hvilket muliggør vedligeholdelse i op til 3,0m signifikantbølge højde. Omkostningerne til disse skibe estimeres til 90 mio. DKK. pr. år.

### > **Installationsskibe**

Der findes mange typer installationsskibe til havvindprojekter, der varierer meget afhængigt af projektets størrelse og omfang. De kan omfatte alt fra flydende installationsfartøjer, jack-up skibe, der kan stå på havbunden, mens kranen bruges samt pramme trukket af supportskibe. Typisk optimeres brugen af installationsskibe så de dyre skibe arbejder uforstyrret, mens billigere skibe supporterer de dyre skibe. Et eksempel kan være anvendelse af

pramme til at føde et kranskip. Disse installationsscenarier er vigtige at kigge nærmere på netop i forbindelse med en sænkekasseø, da denne giver mulighed for midlertidig omlastning tættere på havmølleparkerne. Priser varierer fra 150.000-350.000 DKK / dag for bugserbåd / pram-kombinationer til et vindmølleinstallationsfartøj (WTIV) til der ligger i omegnen af 1,0-1,5 mio. DKK pr. dag.

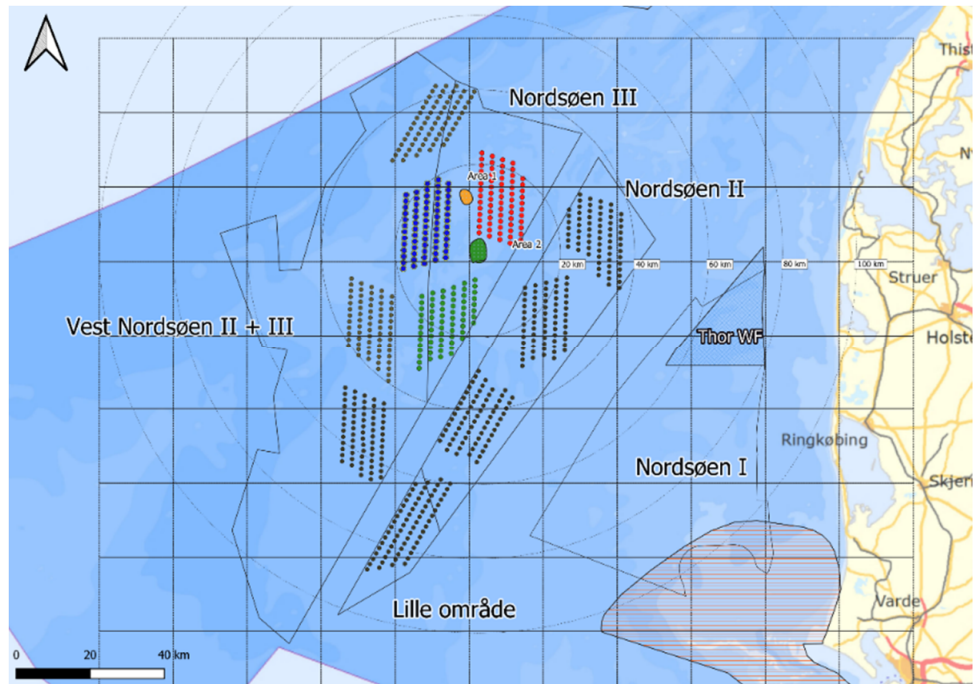
➤ **Helikoptere**

Helikoptere er vigtige, når bølger bliver for høje til gennemsnitlige CTV'er (en signifikant bølgehøjde på ca. 1,5-2,5 m). De er kun begrænset af en maksimal vindhastighed på 20 m/s og udsyn. Helikopterne er i stand til at rumme op til 4 teknikere.

### 10.3 Afstand fra O&M center til havmølleparkerne

Som nævnt ovenfor, vil anvendelsen af CTV-skibene være begrænset af afstanden til havn. Mens den maksimale transportlængde er angivet i foregående afsnit, vil der komme yderligere begrænsninger i forhold til optimering af transporttid/arbejdstid samt teknikernes forgodtbefindende ved transport på små skibe i åbent hav. Det antages således, at al transport over to timer er uhen-sigtsmæssigt. Denne antagelse giver en restriktion på afstanden fra land på godt 80-90 km.

Begrænsningen på rækkevidden for CTV-skibene vil betyde, at de ikke kan anvendes til at servicere havmølleparkerne i stort set hele Nordsøen III samt området vest for Nordsøen III fra den jyske vestkyst, som vist i Figur 10-1. Opbygning af en sænkekasseø kan give plads til CTV'er i en beskyttet havn samt beboelse, O&M center samt lagerfaciliteter. Herved kan afstandsbegrænsningerne i størstedelen af Nordsøområdet elimineres. Brugen af en sænkekasseø til mindre skibe giver mulighed for hurtige, billige reparationsture langt ude på havet. Det bør studeres nærmere, i hvilket omfang CTV-skibene har brug for support af SOV eller helikopter til uforudsete fejl eller områder med stor afstand til øen.

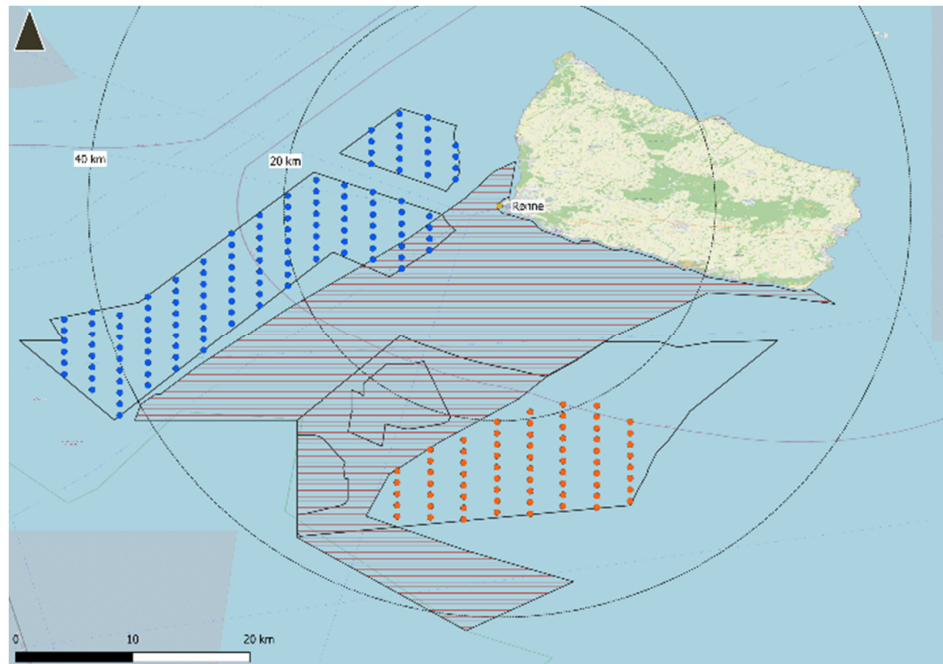


Figur 10-1 Nordsøområdet vist med 10 GW planlagt havmølleparker samt afstand til kysten og sænkekasseø. Der er 20 km mellem linjerne i det firkantede net.

Tilsvarende betragtninger gør sig gældende i forhold til transport og installation af komponenter til havmølleparkerne. Der vil være mulighed for et midlertidigt lager på øen, så det dyre installationsskib forbliver tæt på havmølleparkerne, mens billigere skibe føder sænkekasseøens midlertidige lager med komponenter. Transport og installations bør studeres nærmere for at finde det optimale udstyr til sænkekasseøens midlertidige lager (lay down område).

Energien på Bornholm har to foreslået havmølleparker, Bornholm I og Bornholm II se Figur 10-2. Den maksimale afstand væk fra kysten er ca. 50 km, hvilket muliggør anvendelse af CTV'er. I perioden fra midt oktober 2017 til 4. oktober 2019 har Rønne Havn A/S fået bygget et 150.000 kvadratmeter stort havneareal, der er specialdesignet til at kunne håndtere de særdeles tunge projektlaster, som havmølleindustrien kræver. Samlet set er der bygget 575 meter kaj i det nye område. Denne beslutning har været succesfuld og det har blandt andet resulteret i at MHI Vestas vælger at montere og udskibe sine havvindmøller fra Rønne Havn, når havvindmølleparken Arcadis Ost 1 skal etableres ved Rügen i 2022.

Den fordel, som Bornholm har opnået ved at være tæt placeret ved den kommende udbygning af havvind i Østersøen forventes tilsvarende at være mulig ved en sænkekasseø i Nordsøen. Det aktuelle behov for areal og kajstrækning bør dog undersøges nærmere for sænkekasseøen i Nordsøen.



Figur 10-2 Afstand fra Rønne til foreslået områder med havmølleparker. Herunder skal det nævnes at der er flere udenlandske projekter er i udvikling under 80 km fra havnen.

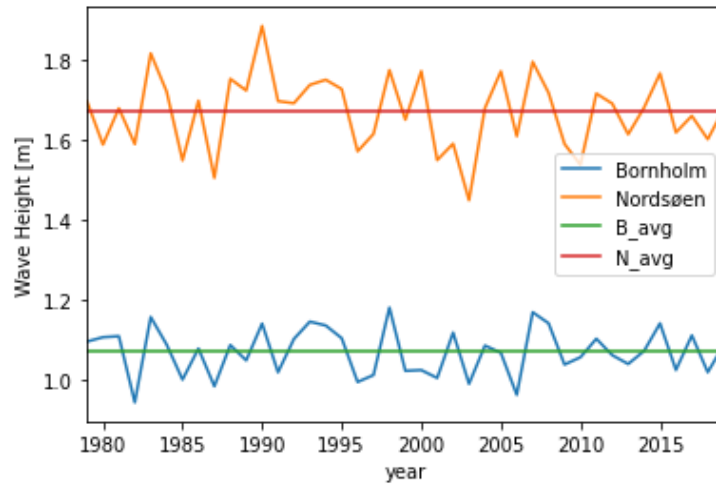
## 10.4 Beskrivelse af vejrforhold

For at indsamle og analysere data fra de planlagte energiølokaliteter blev databasen ERA5 brugt. Databasen er oprettet af European Center for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) og den kombinerer store mængder satellitdata fra de sidste fyre år med modelleringssoftware til at bestemme realistiske, timebaserede miljødata. Databasen har en opløsning på ca. 30 km, så data på en specifik position interpoleres fra fire nærliggende gitterpunkter.

Den gennemsnitlige signifikante bølgehøjde er bestemt til vurdering af tilgængeligheden til energiø og vindmølleområder i Nordsøen og på Bornholm. Bølgetids-seriedata fra ERA5 blev sammenlignet med COWIs interne værktøj. Værktøjet regner bølgetidsseriedata i en højere opløsning end ERA5 på baggrund af givne vindforhold (nøjagtige historiske vinddata), bathymetriske data og anvendelse af MIKE 21 SW-modellen. ERA5-softwaren er ikke-konservativ med hensyn til modellering af ekstreme dønninger og/eller ekstreme vind og hav forhold, så den ekstreme signifikante bølgehøjde bliver mindre end estimeret produceret af COWIs interne værktøj.

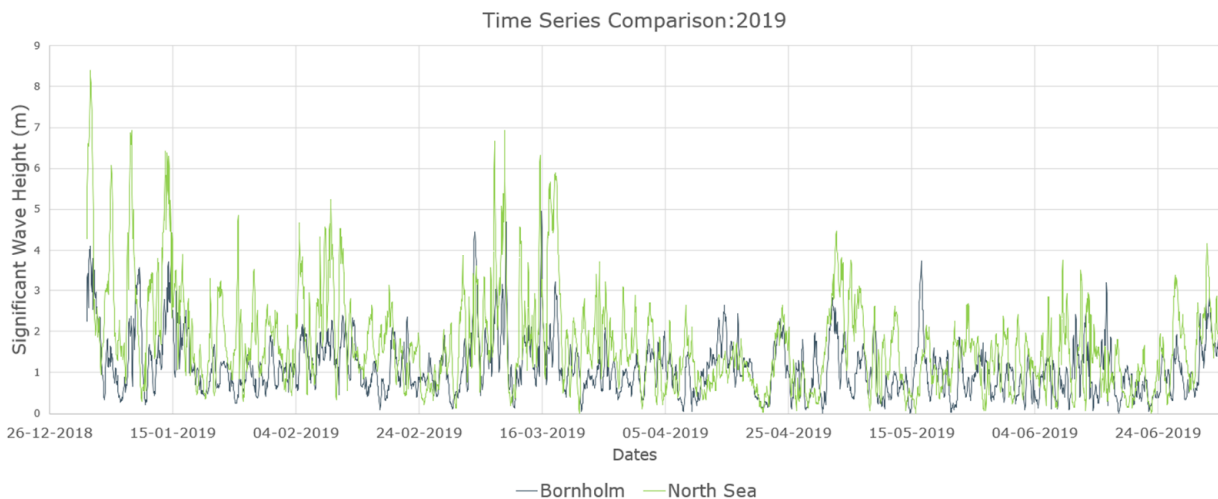
De valgte steder til dataudtrækning, er  $56^{\circ}29'45,1''N$   $6^{\circ}32'37,4''E$  i Nordsøen, og  $54^{\circ}54'22,0''N$   $13^{\circ}51'23,4''E$  ved området Bornholm.

Generelt er bølgerne i Nordsøen betydeligt større end bølgerne i Østersøen, nær Bornholm, på grund af åbent hav og større vanddybder i Nordsøen. Dette kan ses i nedenstående sammenligninger, der viser årlige middelværdier af signifikant bølgehøjde i Nordsøen og i Østersøen nær Bornholm, i løbet af 30 år.



Figur 10-3 Sammenligning af signifikant bølgehøjde midlet pr. år i Nordsøen og i Østersøen ved Bornholm

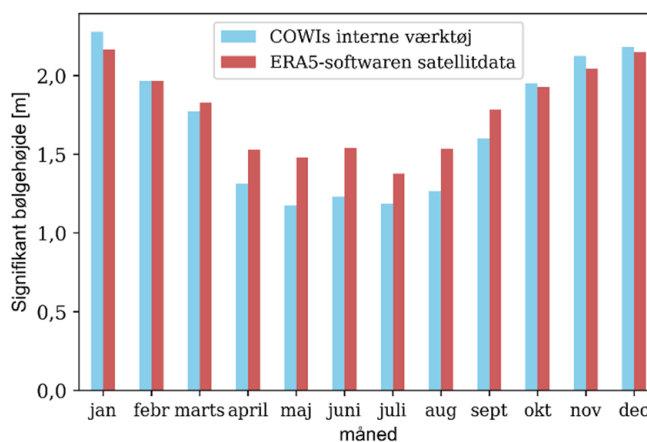
Til illustration er der for 2019 sammenlignet tidsserier af signifikante bølgehøjder ved Nordsøen og Bornholm. Denne sammenligning viser et lignende mønster som den årlige middel vist i Figur 10-6 og Figur 10-8. I denne grafik er det tydeligt, at hvis O&M opgaver kan planlægges på forhånd, er det foretrukket at vælge sommermåneder som juni i stedet for januar-marts.



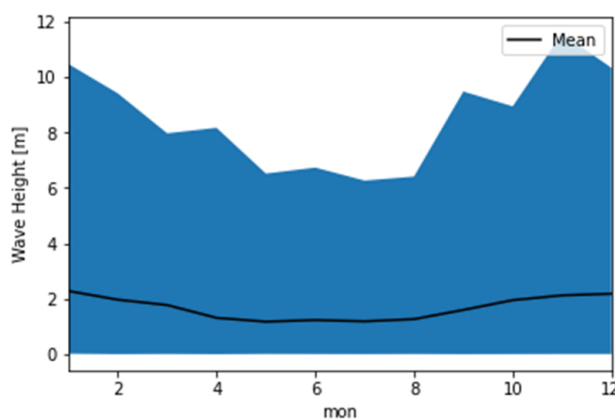
Figur 10-4 Bølgetidsserier for Bornholm og Nordsøen for det første halvår af 2019.

### 10.4.1 Nordsøen

Den samlede bølgetendens fordelt over et år kan ses i Figur 10-5, hvor den gennemsnitlige signifikante bølgehøjde er 1,67 m, og standardafvigelsen er 0,09. Dette viser, at data er konsistent i løbet af årtier. Figur 10-5 viser den gennemsnitlige bølgehøjde månedsvist, det skal bemærkes at variationerne fra gennemsnittet er høje. Figur 10-6 viser den maksimale signifikante bølgehøjde for hver måned sammenlignet med den månedlige middelværdi af den signifikante bølgehøjde (afbildet som en hel linje). Under de mere alvorlige storme kan den signifikante bølgehøjde nå op på mere end 10 meter. Stormens varighed tages med i betragtning i det næste afsnit, hvor vejrinduer betragtes.



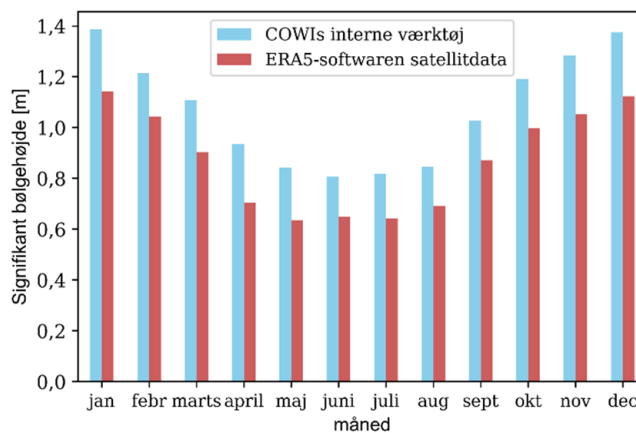
Figur 10-5 Signifikant bølgehøjde pr. måned midlet over 30-årig periode.



Figur 10-6 Signifikant bølgehøjde pr. måned midlet og inklusiv ekstremeerne.

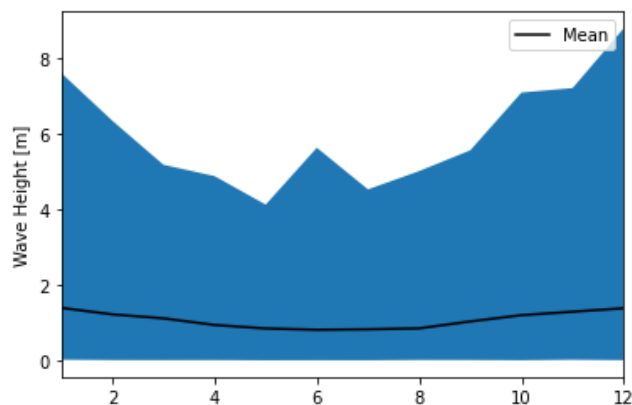
### 10.4.2 Bornholm

I Østersøen ved Bornholm er det tydeligt, at den gennemsnitlige bølgehøjde er betydeligt mindre end i Nordsøen. Resultaterne afledt af COWIs interne værktøj viser større signifikante bølgehøjder end hvad der kan udledes på baggrund af ERA5s satellit-/softwarekortlægning. Dette skyldes sandsynligvis ERA5s begrænsede opløsning (interpolering af data i net på 0,5x0,5 grader) samt nærhed til land. Bølgeforholdene omkring Bornholm varierer betydeligt på grund af de betydelige variationer i vanddybden, mens Nordsøen har relativt store uændrede havbundforhold. Det kan antages, at COWIs værktøj giver et mere konservativt dataset.



Figur 10-7 Signifikant bølgehøjde midlet over 30-årig periode.

Den langsigtede gennemsnitlige signifikante bølgehøjde er 1.07m med en standardafvigelse på 0.06m. Den månedlige maksimale og gennemsnitlige signifikante bølgehøjde er vist i Figur 10-8 og den viser en stor variation – dog med mindre ekstreme værdier sammenlignet med Nordsøen.

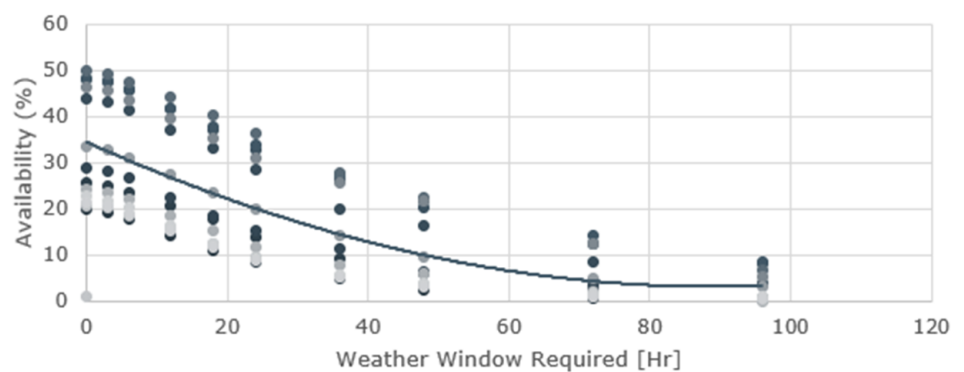


Figur 10-8 Signifikant bølgehøjde midlet pr. måned inklusiv ekstremerne.



## 10.5 Generelle vejrvinduer

Sandsynligheden for tilgængelighed er beskrevet ud fra forskellige vejrvinduer og den er beregnet på månedsbasis i dette afsnit. Vejrvinduerne er defineret ud fra, at den signifikante bølgehøjde er mindre end en given værdi i løbet af en given kontinuerlig tidsperiode. Et eksempel på resulterende tilgængelighed som funktion af kravet til vejrvinduet er vist i Figur 10-9. De givne resultater viser, at sandsynligheden for, at et givet vejrvindue falder afhængigt af længden på det krævede vindue.



Figur 10-9, Et eksempel på tilgængeligheden af et vejrvinde som funktions af dets længde (nødvendig arbejdstid).

I følgende afsnit beskrives nødvendige vejrvinduer for brug af forskellige fartøjer.

### 10.5.1 CTV Skibe

I dette afsnit er der antaget en 2,0m signifikant bølgehøjde, hvorved CTV-skibet kan overføre teknikere til havmøllerne. Valget af skib og maksimale bølgehøjder kan optimeres på senere tidspunkt med henblik på at optimere omkostningerne ved drift. Beregninger i dette afsnit er udført ved hjælp af COWIs interne værktøj. Resultatet af beregningen er vist i nedenstående tabel ud fra den nominelle maksimale signifikante bølgehøjde til drift og sandsynligheden for, at den kan gennemføre en opgave i et bestemt antal timer, der kræves.

Tabel 10-1 Minimumsandsynlighed for vejrvindue for CTV'er med antagelse om maksimal 2,0 m signifikant bølgehøjde

Bornholm					Nordsøen				
	Minimum Weather Window (Hour)					Minimum Weather Window (Hour)			
	0	3	6	12		0	3	6	12
January	78.3	76.65	75.69	73.84	January	50.79	50.14	48.27	44.82
February	84.27	83.9	82.72	81.33	February	59.18	58.56	57.14	54.16
March	88	87.69	86.54	85.25	March	65.51	64.74	63.52	60.26
April	92.8	91.81	91.58	91.02	April	82.2	81.87	80.66	78.72
May	95.02	94.89	94.7	94.26	May	86.28	85.99	85.12	83.82
June	95.72	95.65	95.45	95.05	June	83.17	82.85	82.3	81.26
July	96.12	96.01	95.76	95.48	July	85.51	85.25	84.74	83.89
August	95.89	95.82	95.53	95.09	August	83.01	82.74	81.96	80.62
September	91.03	90.82	90.31	89.49	September	72.39	71.98	70.96	68.15
October	85.03	84.7	84.02	82.42	October	59.05	58.35	56.81	53.38
November	82.91	82.39	81.49	79.98	November	54.25	53.68	51.72	48.12
December	78.76	78.23	77.4	75.32	December	53.12	52.31	50.37	46.54

Som forventet viser tallene fra Tabel 10-1 at der er større sandsynlighed for at få et vejrvindue i Østersøen, nær Bornholm sammenlignet med Nordsøen. For Nordsøen bemærkes det at sandsynligheden er omkring 50% i vinterhalvåret. Det bemærkes endvidere, at sandsynligheden øges i noget omfang i vinterhalvåret, når vejrvinduet reduceres fra 12 timer til 3 timer svarende til at afstanden mellem havmøller og O&M havn reduceres.

### 10.5.2 SOV

SOV'erne har fordelene ved at modstå større bølger på grund af deres størrelse. Skibene kan opholde sig væsentligt længere til søs og deres hydrauliske rampe ombord kan overføre teknikere til havmøllerne ved større bølgehøjde. SOV fartøjet viser sig mest nyttigt i vintermånederne i Nordsøen, hvor dens anvendelse ville øge sandsynligheden for tilgængelighed med mere end 20%. Det ville være mindst nyttigt i Østersøen ved Bornholm om sommeren, hvor mindre skibe er næsten lige så godt i stand til at håndtere opgaven (inden for 3%).

Tabel 10-2 Minimumsandsynlighed for vejrvindue for SOV med antagelse om maksimal 3,0m signifikant bølgehøjde

Bornholm					Nordsøen				
	Minimum Weather Window (Hour)					Minimum Weather Window (Hour)			
	0	3	6	12		0	3	6	12
January	94.5	93.81	93.56	92.93	January	72.34	71.92	70.51	67.76
February	97.15	96.77	96.66	96.22	February	79.59	79.11	78.06	75.76
March	97.72	97.68	97.52	97.19	March	85.13	84.82	84.2	82.35
April	98.9	98.87	98.82	98.73	April	93.79	93.69	93.46	92.66
May	99.32	99.31	99.29	99.29	May	96.64	96.55	96.38	96.16
June	99.5	99.47	99.46	99.42	June	94.59	94.46	94.17	93.56
July	99.7	99.69	99.67	99.65	July	95.11	95.02	94.84	94.36
August	99.54	99.54	99.51	99.46	August	94.55	94.44	94.24	93.94
September	98.82	98.79	98.66	98.46	September	88.78	88.65	88.15	87
October	97.67	97.58	97.43	97.22	October	80.97	80.57	79.58	77.7
November	96.63	96.54	96.36	95.94	November	76.27	75.59	74.73	72.12
December	95.9	95.79	95.47	95.22	December	74.1	73.57	72.23	69.34

### 10.5.3 Helikoptere

Helikoptere er i stand til at rejse under de fleste forhold og rækkevidder der overstiger 70NM. Omkostningerne til helikoptertransport kan formentligt reduceres, hvis der er adgang til en helikopterlandingsplads offshore med større afstand end 20NM til kysten. Denne potentielle omkostningsreduktion begrundes i opdeling af servicearbejde. Brugen af helikoptertransport og eventuel omkostningsreduktion som følge af en sænkekasseø, bør studeres nærmere i forhold til allokering af areal for sænkekasseøen.

### 10.5.4 Installationsskibe

I basisscenariet antages det at installationsskibe kræver et vejrvindue på ca. 75 timer, hvoraf 20 timer benyttes til transport fra havnen til havmølleparken. Hvis installationsfartøjet kan laste på en sænkekasseø, ville det mindske vejrvinduet og øge tilgængeligheden af installationsvinduet med op til 7%. Optimering af installationsscenariet med en sænkekasseø bør foretages tidligt i forløbet for at få et klart billede af det optimale område, der skal allokeres på øen.

Tabel 10-3 Minimumsandsynlighed for vejrvindue med antagelse om maksimal 2,0 m signifikant bølgehøjde.

Bornholm				Nordsøen			
Minimum Weather Window (Hour)	Minimum Weather Window (Hour)			Minimum Weather Window (Hour)	Minimum Weather Window (Hour)		
	48	72	96		48	72	96
January	61.67	52.25	47.54	27.61	19.65	13.53	
February	70.3	63.59	58.29	38.22	28.94	21.65	
March	78.98	73.77	69.23	41.57	32.6	26.56	
April	87.21	84.67	81.23	67.11	58.95	48.91	
May	91.32	89.32	87.1	72.59	63.38	56.03	
June	92.84	90.65	88.96	71.68	63.4	58.34	
July	93.46	91.47	89.97	75.73	68.35	62.2	
August	93.64	91.11	89.11	68.11	59.08	50.22	
September	82.69	79.8	76.26	50.57	41.98	33.29	
October	71.26	67.14	62.79	33.43	25.92	18.26	
November	67.75	59.6	52.13	27.68	18.22	14.09	
December	58.8	52.17	42.75	25.33	21.39	15.4	

## 11 Priser for energiør og eltransmission

I dette afsnit gives prisoverslag på de forskellige konfigurationer af havmøllerparker, energiør og elektriske systemer. PtX er ikke inkluderet i dette afsnit, da teknologien endnu ikke er brugt til projekter i denne størrelsesorden. PtX vil blive behandlet i senere afsnit.

### 11.1 CAPEX-beregning

#### 11.1.1 Enhedsomkostninger

##### Platforme

De forskellige fuldbestykkede 1 GW HVDC-platforme antages at koste 3,5-3,9 mia. DKK/ pr. styk afhængig af deres forskellige konfiguration. Kostestimatet er inklusiv transport, installation og leje af beboelsesplatform til brug i forbindelse med installation og idriftsættelse. CAPEX-beregningen har søgt at differentiere mht. antallet/types af hovedkomponenter og mængden af stål medgået til top-side og på jacket-strukturen. Enhedspriserne er bestemt ud fra gennemsnittet af diverse budgettal fra projektspecifikke kilder samt offentligt tilgængeligt materiale fra internettet og er vurderet til en usikkerhed på 30%.

HVDC teknologien er i udvikling og fremadrettet vil der blive bygget HVDC platforme med større kapacitet end de 1 GW HVDC-platforme der er anvendt i denne analyse. I den forbindelse må det antages at der kan opnås en "stordriftsfordel" der giver lavere CAPEX pr. installeret GW. Denne stordriftsfordelen er ikke medtaget i nærværende CAPEX studier.

1 GW 66/275 kV AC-platforme antages at have en omkostning på  $\approx 1.1$  mia. DKK. 500 MW AC-platforme (Bornholm) er ansat til 80% af 1 GW platformene.

Søkablerne er medtaget med

- > 66 kV internt i vindmølleparken  $\approx 3$  mio. DKK/km
- > 66 kV kabler fra Ø eller platform til første vindmølle  $\approx 3.7$  mio. DKK/km
- > 275 kV kabler  $\approx 13$  mio. DKK/km (tillagt ca. 180 mio. DKK i fasteomkostninger pr anlæg)
- > 380 kV søkabler  $\approx 25$  mio. DKK/km (tillagt ca. 70 mio. DKK i fasteomkostninger pr. anlæg)
- > HVDC-søkabel  $\approx 11,3$  mio. DKK/km
- > HVDC landkabel  $\approx 10,8$  mio. DKK/km

##### HVDC kabellængder

CAPEX-beregningen er baseret på nogle foreløbige antagelser om kabelkorridorrens længde fra platformene til den landbaserede HVDC-station i de respektive lande jf. Tabel 11-1.

Tabel 11-1 Foreløbige antagelser om kabelkorridorens længde fra platformene til den land-baserede HVDC-station i de respektive lande.

Nordsøen: Sænkekasseø / Central Platformso				
	Danmark	Holland	UK	Tyskland
Søkabel	120 km	330 km	550 km	250 km
Landkabel	80 km	10 km	75 km	75 km
<b>Samlet</b>	<b>200 km</b>	<b>350 km</b>	<b>626 km</b>	<b>325 km</b>
Nordsøen: Decentral Platformso				
	Danmark	Holland	UK	Tyskland
Søkabel	120 km	280 / 375 km	550 km	250 km
Landkabel	80 km	10 km	75 km	75 km
<b>Samlet</b>	<b>200 km</b>	<b>290 / 385 km</b>	<b>626 km</b>	<b>325 km</b>
Bornholm: Platformso				
	Sjælland	Polen		
Søkabel	180 km	150 km		
Landkabel	20 km	25 km		
<b>Samlet</b>	<b>200 km</b>	<b>175 km</b>		

De totale længder for de enkelte scenarier er opgjort i de efterfølgende CAPEX-tabeller. Disse længder kan kun betragtes som retningsgivende og de skal justeres senere, når landene er valgt og placeringen af de landbaserede HVDC-stationer er fastlagt.

AC/HVDC landbaseret station (1 GW) antages at have en omkostning på  $\approx 1.2$  mia. DKK. Det skal samtidig bemærkes, at CAPEX ikke indeholder udgifter til netforstærkninger på land.

#### Infrastruktur og bygninger på sænkekasseø

Energiøen giver mulighed for at etablere en række faciliteter som ikke kun kan supportere driften af selve energiøen, men også driften af de omkringliggende vindmølleparker. CAPEX inkluderer estimerede anlægsomkostninger til etablering af:

- > Havnefaciliteter, maritim- og flykontrolcenter
- > Vejanlæg og lager
- > Hotel, kantine, hospital
- > Helikopterlandingsplads
- > Fællesanlæg: Vandbehandling, brandstation og pumpeanlæg, vandrensning og kloakering, elforsyning inkl. nødforsyning

### 11.1.2 Omkostninger

De totale CAPEX-omkostninger [mia. DKK] for havmølleparkerne er summeret i nedenstående figurer. Eksportkablerne i dette afsnit antages til Danmark og Holland.

Det bemærkes, at CAPEX for 3 GW energiø er bestemt for 12 ha (kun med O&M faciliteter medtaget for de elektriske transmissionssystemer) og for 18 ha, hvor areal til O&M for vindmølleparkerne også er tilgodeset.

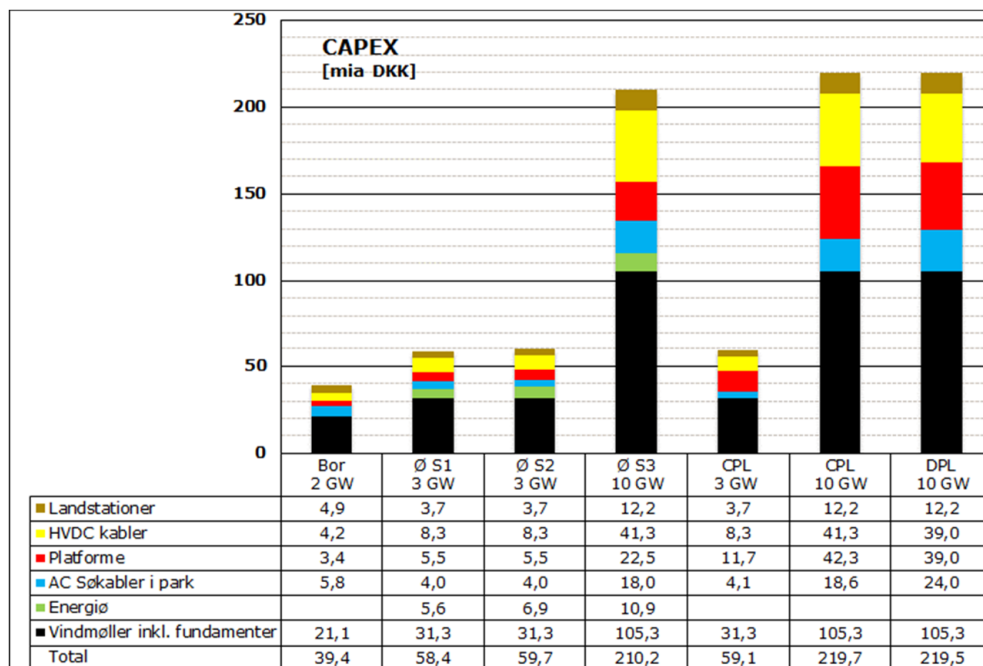
	Bornholm	Nordsøen					
		Sænkekasse Ø			Platform Klynge		
	2 GW	3GW S1	3GW S2	10GW S3	3GW	10GW	10GW
<b>CAPEX</b>	<b>39,4</b>	<b>58,4</b>	<b>59,7</b>	<b>210,2</b>	<b>59,1</b>	<b>219,7</b>	<b>219,5</b>
<b>Vindmøller inkl. fundamenter</b>	<b>21,1</b>	<b>31,3</b>	<b>31,3</b>	<b>105,3</b>	<b>31,3</b>	<b>105,3</b>	<b>105,3</b>
Vindmøller	15,4	23,1	23,1	76,8	23,1	76,8	76,8
Fundamenter	5,7	8,2	8,2	28,5	8,2	28,5	28,5
<b>Energiø (EI-systemer untaget)</b>	<b>0,0</b>	<b>5,6</b>	<b>6,9</b>	<b>10,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Energiø 12ha	0,0	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energiø 18ha	0,0	0,0	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Energiø 46ha	0,0	0,0	0,0	10,4	0,0	0,0	0,0
Infrastruktur "Veje & tekniske anlæg"	0,0	0,2	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0
Bygninger	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0
<b>Elektriske systemer</b>	<b>18,3</b>	<b>21,4</b>	<b>21,4</b>	<b>94,0</b>	<b>27,8</b>	<b>114,4</b>	<b>114,2</b>
<b>Søkabler i område</b>							
66 kV arraykabler	1,1	4,0	4,0	12,2	4,0	12,2	15,1
275 kV kabler til 66/275 kVac Platforme	4,8	0,0	0,0	5,8	0,0	5,8	0,0
275 kV kabler - mellem platforme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,3
380 kV kabler mellem platforme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,5
<b>HV AC/DC Anlæg</b>							
Type A: 66/275 kV AC-Platforme 1 GW	0,0	0,0	0,0	4,2	0,0	4,2	0,0
Type A: 66/275 kV AC-Platforme 0,5 GW	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Type B-F: AC/HVDC Platforme	0,0	0,0	0,0	0,0	11,7	38,1	39,0
HV AC/DC anlæg på Ø	0,0	5,5	5,5	18,3	0,0	0,0	0,0
<b>HVDC forbindelser til landstationer</b>							
HVDC Sø kabel	3,7	6,4	6,4	34,4	6,4	34,4	32,0
HVDC landkabel	0,5	1,8	1,8	6,9	1,8	6,9	6,9
Konverterstation land	4,9	3,7	3,7	12,2	3,7	12,2	12,2
<b>Mængder</b>							
66/275 kVac Platforme [styk]	4	0	0	4	0	4	0
HVDC Platforme [stk]	0	0	0	0	3	10	10
66 kV array kabler [km]	272	1.046	1.046	3.193	1.046	3.193	3.985
275 kV kabler [km]	340	0	0	390	0	390	600
HVDC søkabler "DK, Hol, UK, DE" [km]	330	570	570	3.040	570	3.040	2.835
HVDC Landkabler "DK, Hol, UK, DE" [km]	45	170	170	640	170	640	640

Figur 11-1 Totalt CAPEX [mia. DKK] for de forskellige konfigurationer af energiøen. S1-S3 referer til de respektive sænkekassescenarier.

I forlængelse af Tabel 11-1 er de antaget længder for HVDC-kablerne fordelt på de enkelte lande opgjort i efterfølgende figur.

	Bornholm	Nordsøen					
		Sænkekasse Ø			Platform Klynge		
	2 GW	3GW S1	3GW S2	10GW S3	3GW	10GW	10GW
<b>HVDC sø- / landkabel fordelt på lande [km]</b>							
Danmark	180/ 20	240/ 160	240/ 160	480/ 320	240/ 160	480/ 320	480/ 320
Holland	--	330/ 10	330/ 10	660/ 20	330/ 10	660/ 20	655/ 20
England	--	--	--	1650/ 225	--	1650/ 225	1500/ 225
Tyskland	--	--	--	250/ 75	--	250/ 75	200/ 75
Polen	150/ 25	--	--	--	--	--	--

Figur 11-2 Totalt antal HVDC-kabel fordelt på lande.



Figur 11-3 Total CAPEX [mia. DKK] for de forskellige konfigurationer af energiøen<sup>12</sup>

Det fremgår at omkostningerne til vindmøller og fundamenter udgør omtrentligt 50% af det totale CAPEX. Disse omkostninger vil være ens uafhængigt om den elektriske infrastruktur er baseret på en energiø eller en platformsløsning. En sammenligning af de forskellige løsninger for en elektrisk infrastruktur bør derfor ikke medtage vindmøllers omkostninger.

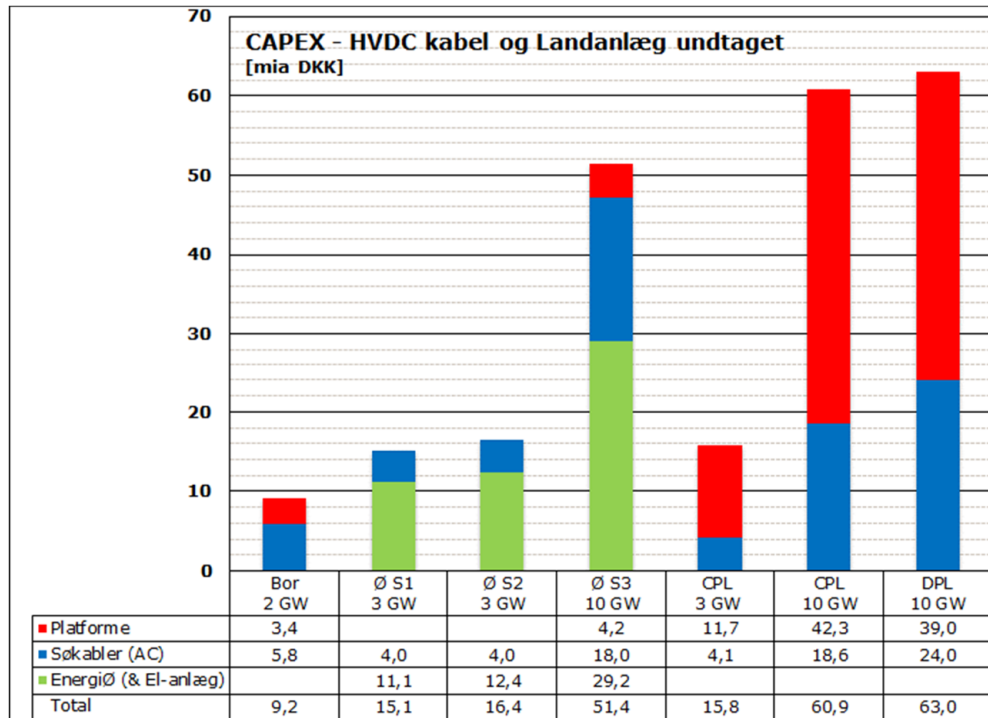
Det totale CAPEX omfatter formodede HVDC-forbindelser til DK og udlandet (UK, Holland, Tyskland), hvor HVDC-stationerne på land og hovedparten af sø/land kabelanlægget vil antage samme omkostningsniveau, uanset om der etableres en energiø eller platforme.<sup>13</sup>

Et mere retvisende sammenligningsgrundlag for CAPEX-omkostningerne vil være at udelade vindmøllerne og ovennævnte dele af HVDC-anlægget. (HVDC-anlæg på energiø og platforme skal dog medtages). Dette fokuserede sammenligningsgrundlag er illustreret i Figur 11-4.

<sup>12</sup> S1-S3 referer til de respektive sænkekassescenarier.

<sup>13</sup> Den decentrale platformsløsning kan dog give både kortere eller længere HVDC-søkabler alt afhængigt af platformenes placering og til hvilket land HVDC-kablerne skal forbindes.





Figur 11-4 Fokuseret CAPEX budget eksklusiv havmøller, HVDC Kabel og landstationer

### Nordsøen - 3 GW udbygning

Omkostningerne til den elektriske infrastruktur skønnes at være

- > 12 ha energiØ løsning: ≈ 15,1 mia. DKK
- > 18 ha energiØ løsning: ≈ 16,4 mia. DKK
- > Central Platform løsning: ≈ 15,8 mia. DKK

EnergiØen på 12 ha medtager kun areal til O&M af transmissionsanlægget. Øens areal øges til 18 ha, hvis O&M faciliteter for vindmølle anlæggene også skal medtages. Dette vil bevirke, at øens etableringsomkostninger (S1 vs. S2) vil stige fra ≈ 5,6 mia. DKK til ≈ 6,9 mia. DKK.

### Nordsøen - 10 GW udbygning

Omkostningerne til den elektriske infrastruktur skønnes at være:

- > 46 ha energiØ-løsning: ≈ 51,4 mia. DKK
- > Central platformløsning: ≈ 60,9 mia. DKK "+18 % af sænkekasseØ"
- > Decentral platformløsning: ≈ 63,0 mia. DKK "+22 % af sænkekasseØ"

EnergiØen for 10 GW medtager som standardareal for O&M i forbindelse med vindmølleparkerne.

Etablering af PtX anlæg på energiØen antages at medføre en arealøgning til ≈49 ha og medfører en samlet etableringsomkostning til ≈11,3 mia. DKK modsvarende ≈10,9 mia. DKK for 46 ha øen.



De totale omkostninger for en 10 GW energiø med 1 GW PtX (elektrolyseanlæg) kan estimeres ved nedenstående grove beregning.

10 GW/ 46 ha energiø og elektrisk infrastruktur	51,4	mia. DKK
Sænkkekasseø (46ha → 49 ha)	+ 0,4	mia. DKK
1 GW PtX anlæg på ø (inkl. kompressorstation)	+ 10,2	mia. DKK
Sø rørledning	+ 1,1	mia. DKK
1 GW kompressorstation land & lagertank	+0,2	mia. DKK
Udeladelse af 1 GW HVDC-forbindelse til DK	- 5,3	mia. DKK
	<b>≈ 58</b>	<b>mia. DKK</b>

CAPEX-omkostningerne estimeret for PtX anlæg og rørledningen er belagt med en betydelig usikkerhed.

### 11.1.3 Omkostninger Alternativ 3GW "DK-NL-DE"

Alternativet omfatter HVDC-forbindelserne 1,5 GW til DK og 750 MW til henholdsvis Tyskland og Holland. Omkostningsestimatet antager 750 MW enhedsblokke (henvisning til kapitel 7.2.2 & 7.3.3) for såvel vindmølleparker, platforme som HVDC-forbindelserne. Omkostninger til vindmøller og 66 kV array kabler antages at være uændret. Enhedsomkostningerne medtaget er

- > 750 MW AC/HVDC-platforme (≈ 3,3 mia. DKK)  
Bestykning af hovedkomponenter er justeret og dimensioner samt medgået stål er anslået. Den samlede omkostning er beregnet med samme antagelser som type B-E platformene.
- > AC/HVDC stationsanlæg
  - > Energiø
    - 1,5 GW: ≈2,2 mia. DKK (20 % er tillagt på 1.0 GW station)
    - 0,75 GW: ≈1,6 mia. (10 % er fratrukket 1.0 GW station)
  - > Land
    - 1,5 GW: ≈1,4 mia. DKK (20 % er tillagt på 1.0 GW station)
    - 0,75 GW: ≈1,1 mia. (10 % er fratrukket 1.0 GW station)
- > HVDC-kabelanlæg
  - > Danmark (1,5 GW bipol med 3 kabler)
    - Sø kabelanlæg: ≈17 mio. DKK /km (150 % af 1GW HVDC-kabel)
    - Land kabelanlæg: ≈13,5 mio. DKK /km (125 % af 1GW HVDC-kabel)
  - > Tyskland og Holland (750 MW monopol med 2 kabler)<sup>14</sup>
    - Sø kabelanlæg: ≈10,2 mio. DKK /km (90 % af 1GW HVDC-kabel)
    - Land kabelanlæg: ≈9,8 mio. DKK /km (90 % af 1GW HVDC-kabel)

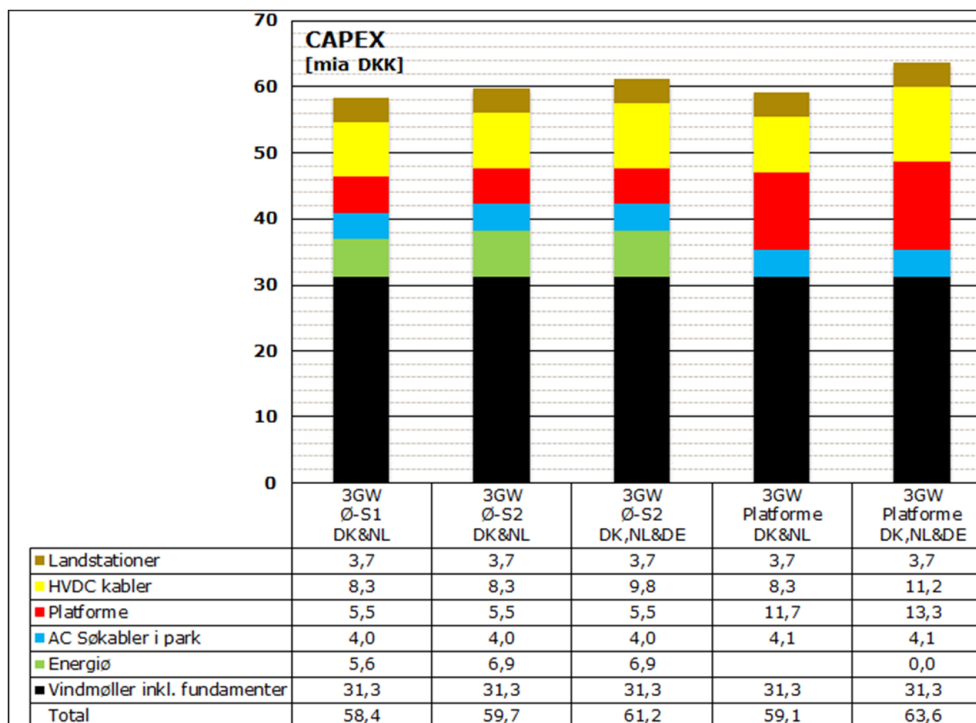
<sup>14</sup> 750 MW kan sandsynligvis kræve et højere spændingsniveau, hvilket ikke er afdækket i nærværende rapport.

Ovennævnte omkostninger er underlagt en betydelig usikkerhed, men kan antages retningsgivende for sammenligningen mellem "DK-NL" og "DK-NL-DE" alternativerne.

Det samlede omkostningsestimat er vist i nedenstående figurer.

	Nordsøen				
	Sænkekasse Ø			Platform Klynge	
				Central	
	3GW S1	3GW S2	3GW S2	3GW	3GW
DK&NL	DK&NL	DK,NL&DE	DK&NL	DK,NL&DE	
<b>CAPEX</b>	<b>58,4</b>	<b>59,7</b>	<b>61,2</b>	<b>59,1</b>	<b>63,6</b>
Vindmøller inkl. fundamenter	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3
Energiø (El-systemer undtaget)	5,6	6,9	6,9	0,0	0,0
Elektriske systemer	21,4	21,4	23,0	27,8	32,3
Søkabler i område					
66 kV arraykabler	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
380 kV kabler mellem platforme	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
HV AC/DC Anlæg					
Type B-F: AC/HVDC Platforme	0,0	0,0	0,0	11,7	13,3
HV AC/DC anlæg på Ø	5,5	5,5	5,5	0,0	0,0
HVDC forbindelser til landstationer					
HVDC Sø kabel	6,4	6,4	7,9	6,4	8,8
HVDC landkabel	1,8	1,8	1,9	1,8	2,4
Konverterstation land	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
<b>Mængder</b>					
66/275 kV ac Platforme [styk]	0	0	0	0	0
HVDC Platforme [stk]	0	0	0	3	4
66 kV array kabler [km]	1.046	1.046	1.046	1.046	1.046
275 kV kabler [km]	0	0	0	0	0
HVDC søkabler "DK, Hol, UK, DE" [km]	570	570	700	570	865
HVDC Landkabler "DK, Hol, UK, DE" [km]	170	170	165	170	245

Figur 11-5 CAPEX Totalt 3 GW DKNL vs. DKNLDE

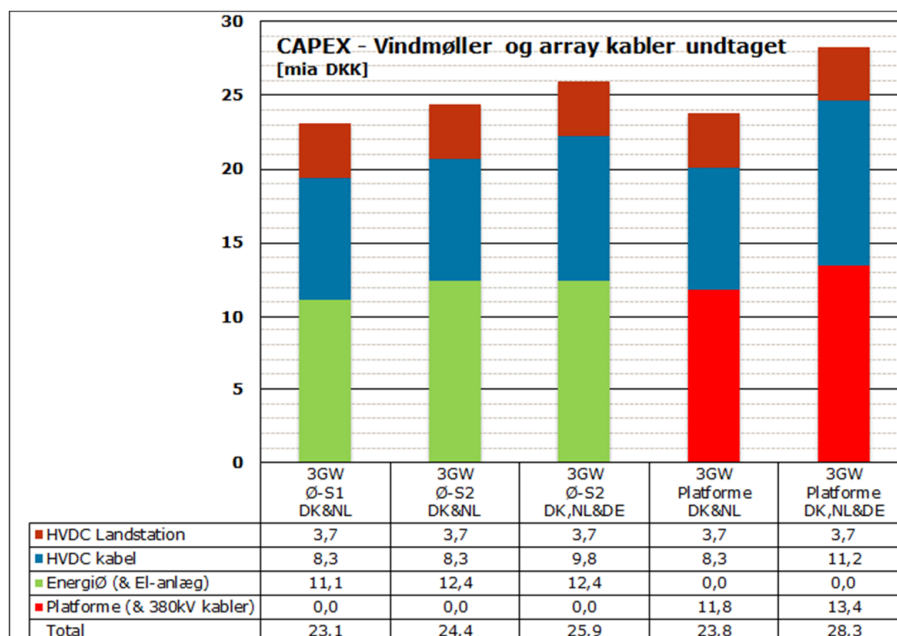


Figur 11-6 CAPEX Totalt 3 GW DKNL vs. DKNLDE

## Observationer:

- > Sænkekasseø  
Omkostningsøgningen ved "DK-NL-DE" vs. "DK-NL-DE" alternativet (61,2 – 59,7) ≈ 1,5 mia. DKK.
- > Platformsklynge  
Omkostningsøgningen er betydeligt ved "DK-NL" og "DK-NL-DE" alternativet 59,1 → 63,6 = +4,5 mia. DKK.

En mere retvisende opgørelse fremkommer hvis de ens omkostninger til vindmøller og 66 kV array kabelanlæg udelades.



Figur 11-7 CAPEX 3 GW eksl. Vindmøller & Array Kabler

Omkostningsforskellen vil være uændret, men den procentvise forskel vil være større:

Sænkekasseø: + 6 % "25,9 vs. 24,4 mia. DKK"

Platformsklynge: + 19 % "28,3 vs. 23,8 mia. DKK"

Det kan udledes, at

- > DK-NL-DE alternativet vil være i størrelsesorden 4,5 mia. DKK dyrere end DK-NL-alternativet, såfremt en platformsløsning vælges.
- > DK-NL-DE alternativet vil være i størrelsesorden 1,6 – 2,9 mia. DKK dyrere (afhængigt om S1 eller S2 antages) end DK-NL-alternativet, såfremt en sænkekasseø løsning vælges.
- > Sænkekasseø konceptet DK-NL vil sandsynligvis være i størrelsesorden 0,7 mia. DKK billigere end platformsløsningen ved S1.
- > Sænkekasseø konceptet DK-NL vil sandsynligvis være i størrelsesorden 0,6 mia. DKK dyrere end platformsløsningen ved S2."
- > Sænkekasseø konceptet DK-NL-DE vil sandsynligvis være i størrelsesorden 2,4 mia. DKK billigere end platformsløsningen ved S2.

Det skal i denne forbindelse nævnes, at den betydelige forskel i platformsalternativets omkostninger hovedsageligt er et resultat af antagelsen om 4x750 MW AC/HVAC-platforme. En senere optimering (f.eks. med 1x1,5 GW platform for DKK og bibeholdelse af 750 MW platforme for Tyskland og Holland), kan givetvis resultere i et reduceret omkostningsniveau. Et meget foreløbigt og løst overslag, resulterer i, at et sådant koncept vil antage et omkostningsniveau i størrelsesordenen 60,6 mia. DKK totalt og 25,3 mia. DKK for platformene og HVDC-systemerne.

Dette antyder, at DK-NL-DE alternativet for platformsløsningen (25,3 mia. DKK) kan antage omtrentlig samme omkostningsniveau, som sænkekasseløsningen (25,9 mia. DKK) for et 3 GW transmissionsanlæg.

## 11.2 OPEX

Drift og vedligehold af havmølleparkerne og de elektriske systemer inklusiv energiø vil indeholde samme overordnede elementer, som angivet i CAPEX budgettet, nemlig havvindmøller, fundamenter, energiø, søkabler, HV AC/DC-anlæg, HVDC-forbinder.

Omkostningen til drift og vedligehold afhænger af mange parametre. På den tekniske side er de primære parametre relateret til tilgængelighed, transporttid og afstand til O&M havn, men der er mindst lige så mange kommercielle parametre, der skal betragtes herunder specifik forretningsmodel, selskabsstruktur, kontraktstrategi og ejerskab som nævnt i Ref. /1/. En vurdering af drift og vedligeholdelsesomkostninger kan derfor alene kun ske på et meget overordnet plan. Derfor har COWI i Ref. /1/ valgt at antage 75 DKK/MWh for alle parker. Omregnes tallet til en omkostning per turbine og sammenlignes med Ref. /14/ ses yderligere, at omkostningen svarer til drift og vedligehold langt fra kysten med enten flydende eller fast funderet beboelse.

Det kan således estimeres, at drift og vedligehold for havmølleparkerne og de elektriske systemer inklusiv energiø vil beløbe sig til

- > 1.100 millioner DKK / årlig for 3 GW havvind
- > 3.600 millioner DKK / årlig for 10 GW havvind

Under antagelse af, at hver havmøllepark på 1 GW leverer en nettoproduktion på 4800 GWh pr. år. Ovenstående er grove estimater og de bør detaljeres yderligere i efterfølgende arbejde. Forskellen mellem sænkekasseø med service faciliteter og flydende beboelse til drift og vedligeholde, er indledningsvist behandlet i afsnit 12.3.

Designet af sænkekasseøen skal sikre lave vedligeholdelsesomkostninger på grund af de høje logistikomkostninger forbundet med vedligeholdelse langt fra kysten. Årlige undersøgelser såvel som undersøgelser efter udsættelse for storm over en bestemt tærskel, f.eks. en 25-års begivenhed, skal gennemføres for hele øbeskyttelsen både under og over vand. Den gennemsnitlige årlige OPEX, der dækker undersøgelser og nødvendige reparationsarbejder, anslås til 1 % af CAPEX.

- > 66 millioner DKK / årlig for 3 GW havvind
- > 100 millioner DKK / årlig for 10 GW havvind

Drift og vedligehold for sænkekasseø udgør således kun en begrænset del (3-6 %) af det totale OPEX-budget, som det var tilfældet i CAPEX-budgettet.

### 11.3 Levetid og ABEX

Den generelle designlevetid for havmølleparker er typisk omkring 25-27 år inklusiv installations- og driftperioden. Hertil kommer, at havmølleparkerne typisk ved udgangen af deres designlevetid har mulighed for levetidsforlængelse, da belastningen på havmølleparkerne har været konservativt vurderet i designfasen. Varigheden af levetidsforlængelsen skal vurderes for hver enkelt havmøllepark for at finde et optimum mellem AEP, OPEX, ABEX. Det er ikke unormalt at betragte levetidsforlængelse på 5-7 år.

Mens de separate havmølleparker for nuværende antages at have en levetid op mod 30-34 år, så forventes det, at de centrale HVDC-systemer og tilhørende strukturer designs for den dobbelte levetid af havmølleparkerne, altså omkring 70 års levetid.

Baseret på erfaringer med offshore platforme fra olieindustrien og sænkekasse konstruktioner i kystzonen vurderes det, at begge konstruktioner vil kunne designs for den ønskede levetid eller længere. En forlængelse af levetiden vil dels betyde yderligere beskyttelse for erosion, korrosion samt øgede designlaste, da returperioderne på miljøpåvirkningerne ligeledes vil blive større. Sikkerhedsaspekter for personale under storme skal også overvejes, men det antages, at øen evakueres inden kritiske stormhændelser.

Dekommissionering af havmølleparkerne, det elektriske system og tilhørende strukturer skal tænkes ind og beskrives i designfasen for at reducere dekommissioneringsudgifterne på senere tidspunkt. Et egentligt dekommissioneringsprogram skal afleveres og godkendes af relevante myndigheder før dekommissioneringen starter. Dekommissionering inkluderer således typisk 3 faser; planlægning og godkendelse, fjernelse af selve strukturerne og endelig en efterfølgende monitorering ved de fjernede og tilbageværende strukturer for at sikre, at området heler og at de tilbageværende strukturer ikke eksponeres eller udgør en risiko. Fremgangsmåden for de enkelte dele kan være meget forskellig, som illustreret nedenfor.

- > Turbine vil i alle tilfælde blive fjernet fuldstændigt og skilt ad på land.
- > Jacket og monopæle fundamenter lavet af stål, vil ligeledes blive fjernet helt eller delvist. Delvis fjernelse vil typisk betyde en afskæring af fundamenterne 1-2 meter under havbunden. Den øverste del fjernes.
- > Platformene bliver behandlet i to dele topside og fundament. Topsiden fjernes fuldstændigt og fundament vil blive helt eller delvist fjernet.
- > Søkabler og eksportkabler. Kablerne dækkes eller fjernes typisk afhængigt af deres tilstand. Kabler, der er begravet 1 meter eller mere vil typisk være

omkostningstunge at fjerne. Endvidere kan processen forårsage forstyrrelse af havbunden langs hele kablets længde.

- > Scour beskyttelse har en positiv effekt på det marineliv, da den fungerer som et kunstigt rev. Det kan derfor overvejes, om det er mest hensigtsmæssigt at efterlade beskyttelse eller fjerne den.

Der eksisterer forskellige estimater for dekommissioneringsomkostningen for havmølleparker. Estimaterne vil være både projektafhængige samt afhængige af en modning i dekommissioneringsmarkedet i takt med dekommissioneringsopgaverne for alvor stiger omkring 2030. Baseret på Ref. /9/ kan dekommissioneringsomkostningen estimeres til 2-3 % af den samlede CAPEX. Det betyder at:

- > 6-9 mio. DKK / pr. havvindmølle for årlig 10 GW S3 er tilfældet.

COWI har erfaring med estimering af dekommissioneringsudgifter og indhentning af tilbud for dekommissionering af mindre danske offshore vind projekter, der ligger tættere på land. På den baggrund anbefales det at bruge den laveste del af intervallet for dekommissioneringsomkostningen med mulighed for yderligere reduktion. Der bør dog udføres yderligere studier for at verificere dette.

I relation til sænkekasseøen, så vil dekommissionering af denne være mere tidskrævende og indebærer større sikkerhedsproblemer end ved konstruktionen af sænkekasseøen. Først fjernes udfyldningen bag sænkekassen og klippebeskyttelsen på forsiden. Derefter skal ballastsand inden i sænkekassen pumpes ud, hvilket efterlader sænkekassen i fare for at bevæge sig/vælte, hvis en storm rammer området.

Det vurderes, at der ikke er udtrykkeligt krav til, at selve sænkekasseøen skal dekommissioneres, dette skal vurderes nærmere i næste fase. En VVM kræves i henhold til international lov (og kravet er implementeret i dansk lov), og denne inkluderer beskrivelse af, hvad der skal ske, når installationen ikke længere er i brug. Så en beskrivelse af den fase og den mulige miljøpåvirkning er nødvendig. Dette skal omfatte, hvad der sandsynligvis vil ske over tid med de dele der ikke er planlagt at blive fjernet. Det vurderes, at selve øen kan være tilbage, så længe den er markeret for sikker navigation.

## 12 Koncepter for udbygning af energiører

Det basale formål med energiørerne er transmission af el, men konstruktionen af en kunstig ø 100 km vest for den jyske vestkyst kan åbne for nye muligheder eller optimering af eksisterende aktiviteter i Nordsøen. Ligeledes kan en energiør på Bornholm være med til at placere Bornholm, som en central del af den kommende udbygning af havvind i Østersøen både i forhold til dansk og udenlandsk farvand. I dette studie bliver der indledningsvist kigget på udbygningen af en energiør i nordsøen i forhold til en installations-, drifts og vedligeholdelseshub samt placeringen af PtX på energiøren. Det anbefales at lave yderligere studier af de afledte muligheder for udbygning af energiørerne.

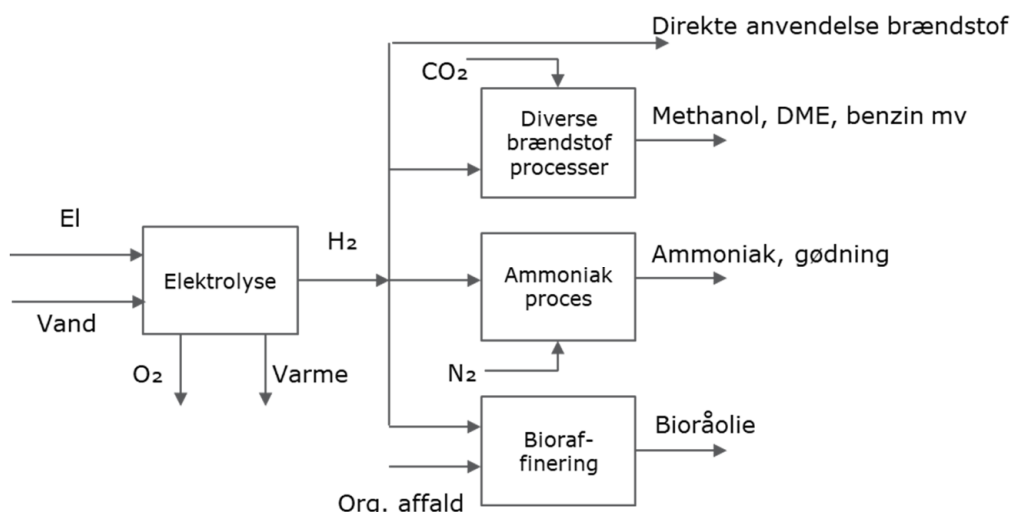
### 12.1 Power-to-X

#### 12.1.1 Teknisk beskrivelse

Power-to-X (PtX) er en overordnet betegnelse for en række teknologier, hvor forskellige brændsler og kemikalier fremstilles ud fra el fra vedvarende energikilder samt kombination af brint ( $H_2$ ) med kuldioxid ( $CO_2$ ) eller kvælstof ( $N_2$ ). Desuden kan brint benyttes til bioraffinering, hvor organiske affaldsfraktioner omdannes og oparbejdes til bioolie.

Umiddelbare fordele er, at variationen fra de vedvarende kilder kan afkobles delvist fra el-systemet samtidig med, at produkterne vil kunne erstatte fossilt baserede kemikalier samt brændstoffer til transportsektoren.

En overordnet skitse af typiske kæder ses på Figur 12-1.



Figur 12-1 Overordnet skitse af typiske kæder.

### 12.1.2 Energiøer og PtX

Afdækning af hvilke anlæg, der vil give mening at placere offshore, kræver en afvejning af en række faktorer og deres økonomiske indflydelse, herunder:

- > Teknologimodenhed – specielt ift. opskalering og offshore placering
- > Synergier med anden produktion (fjernvarme, anden industri)
- > Tilgængelige ressourcer
- > Sikkerhed
- > Miljøkrav/hensyn
- > Arealbehov
- > Vedligehold
- > Afsætning
- > Transport

Nærværende rapport giver udelukkende en overordnet beskrivelse og afgrænsning, da indledende fokus er på arealbehov og økonomi. Der anbefales at udføre yderlige studier og et egentligt feasibility studie af offshore PtX pga. de teknologiske usikkerheder, der er p.t.

Af de viste muligheder i PtX-skitsen, vil placering af elektrolysen og muligvis ammoniakprocessen i Nordsøen virke logisk, da videre led vil medføre behov for hhv. en CO<sub>2</sub>-kilde og organiske fraktioner til brændsel og bioraffinering. For at afgrænse undersøgelsen behandles kort muligheden for CO<sub>2</sub> som ressource for produktion af kemikalier/brændsler samt produktion af ammoniak.

#### **CO<sub>2</sub>-produktion**

CO<sub>2</sub> kan produceres ud fra atmosfæren vha. Direct Air Capture (DAC). Da CO<sub>2</sub>-koncentrationen i atmosfæren er væsentligt lavere end f.eks. røggassen fra et fjernvarmeverk, har teknologien umiddelbart højere energibehov og omkostninger i forhold til andre varianter med CO<sub>2</sub>-produktion fra en punktkilde, f.eks. ved amin-skrubning af røggas.

Ifølge IEA eksisterer der en række mindre DAC-anlæg i Europa, USA og Canada, som samlet producerer godt 9.000 ton CO<sub>2</sub> pr. år. I USA er et anlæg på 1 mio. ton CO<sub>2</sub> pr. år under udvikling (Carbon Engineering Ltd) med forventet drift fra 2023. Dette koncept er dog afhængigt af naturgas til desorption af CO<sub>2</sub> ved opvarmning til ~900 °C og vil dermed også fordre CO<sub>2</sub>-fjernelse fra selve røggassen. Pga. afhængigheden af fossilt brændsel, synes denne variant ikke at være interessant.

Selvom der eksisterer flere prototyper og demonstrationsfaciliteter, er det nødvendigt med yderligere udvikling og opskalering for at nå til storstilet kommercielt brug, herunder modning af teknologien og reducere driftsomkostningerne. Teknologien er således stadig i et tidligt udviklingsstadium og er ikke demonstreret i stor skala (Ref. /16/). Den økonomiske risiko vurderes p.t. at være høj.

Oplyste arealbehov for DAC varierer kraftigt med angivelser op til 1,5 km<sup>2</sup> pr. mio. ton CO<sub>2</sub> / år ekskl. areal til varmeproduktion, se fodnote. Der er som



udgangspunkt for PtX-undersøgelsen fastlagt 1 GW<sub>E</sub> elektrolyse og for at modsvare H<sub>2</sub>-produktionen fra dette anlæg til methanolproduktion, skal der bruges ~150 ton CO<sub>2</sub>/h, hvilket ved 8.000 driftstimer/år svarer til 1,2 mio. ton CO<sub>2</sub>/år. Arealforbruget ender dermed på 1,8 km<sup>2</sup> eller 1.800.000 m<sup>2</sup>.

I praksis vil modulerne dog ikke kunne placeres tæt på hinanden, da de vil udvande luften for CO<sub>2</sub>. Der må derfor forventes et langt smalt anlæg, hvilket ikke passer godt ind på en energiø.

Etableres DAC, medfører det yderligere arealbehov til etablering af et offshore procesanlæg til videre behandling af H<sub>2</sub> og CO<sub>2</sub> (såfremt CO<sub>2</sub> indfanges med henblik på PtX).

På nuværende tidspunkt synes risikoen at tale mod etablering offshore i stor skala. Der anbefales i stedet en teknologiovervågning af DAC for at sikre en løbende evaluering af relevansen for projektet.

### Ammoniak-produktion

Produktion af ammoniak, NH<sub>3</sub>, er en kendt, kommercialiseret proces. Der er en række undersøgelser i gang med henblik på at benytte ammoniak som brændstof til skibe. For eksempel undersøges i ZEEDS-initiativet<sup>15</sup> (Zero Emission Energy Distribution at Sea) muligheden for et netværk af offshore-platteforme, der bruger vind og/eller sol til at producere, opbevare og distribuere grønne brændstoffer til skibe. Herunder fokuseres der specifikt på grøn ammoniak.

Der kan af 21 ton/h brint fra 1 GW<sub>E</sub> elektrolyse produceres 112 ton/h NH<sub>3</sub>. Til 1 ton ammoniak anvendes 9,5 MWh, hvoraf de 8,9 MWh stammer fra selve brinten (Ref. /17/). Set med dagens øjne er dette et meget stort NH<sub>3</sub>-anlæg. Der er fundet en enkelt angivelse af areal på ca. 13.000 m<sup>2</sup> (1,3 ha) for et anlæg der producerer 1.000 ton NH<sub>3</sub> pr. dag (Ref. /18/), hvilket giver et areal på knap 40.000 m<sup>2</sup> (4 ha) for et anlæg svarende til 1 GW<sub>E</sub> elektrolyse. Dette tal bør dog udbygges med yderligere kilder. Areal og omkostninger skal desuden renses for de enheder, der normalt producerer brint fra naturgas til processen (SMR-proces og aminvask/PSA). Samtidig skal der tillægges en forhøjelse af omkostningerne pga. etableringen offshore.

Energitætheden af ammoniak på volumenbasis er væsentligt højere end brint, og lagring kan desuden ske ved mindre ekstreme tryk og temperaturer (-33,4 °C ved 1 bar og 20 °C ved 10 bar) end brint (-253 °C ved 1 bar og 20 °C ved 350-700 bar).

Typiske lagringsmetoder for ammoniak er:

- > Fuldt nedkølet i tanke med typisk kapacitet på 10.000 - 30.000 ton (op til 50.000)
- > Lagerkugler eller cylindre under tryk op til ca. 1.700 ton
- > Delvist kølede tanke

---

<sup>15</sup> <https://www.nordicinnovation.org/programs/zero-emission-energy-distribution-sea-zeeds>

Ammoniak er en giftig og eksplosiv gas. Selvom risikoen for lækager er små, er det god praksis, at undgå lagre i nærheden af steder med høj befolkningstæthed. Ammoniaklagertanke bør desuden ikke placeres tæt på installationer, hvor der er en risiko for brand eller eksplosion. Afklaring af sikkerheden offshore bør have prioritet.

Mht. transport, så er skibstransport af flydende ammoniak veletableret med kapaciteter op til 60.000 ton.

Et scenarie, hvor ammoniakproduktion inkluderes, bør undersøges nærmere, når usikkerheden ift. elektrolysen er afdækket.

### 12.1.3 Beskrivelse af offshore PtX-scenarie med elektrolyse

De grundlæggende scenarier for arealanvendelse på energiøerne består af el-transmission samt eventuelt center for service og vedligehold. Selv om PtX ikke er inkluderet i de grundlæggende scenarier for energiøen kan evt. elektrolyse og videre anlæg placeres på land. Landbaseret PtX anlæg indgår ikke i dette studie, men det vil være oplagt at inkludere på et senere tidspunkt til sammenligning.

Scenarie 1 med PtX vil som minimum indeholde vandfabrik, elektrolyseanlæg, brintkompressor, mellemlager samt transportfaciliteter, idet elektrolysen vil medføre behov for yderligere anlæg til opberedning af havvand til demineraliseret vand samt kompression og transport af brint via brintrørledning eller skib. Desuden skal håndtering og afsætning af overskudsvarme og ilt håndteres.

Der er fastlagt en kapacitet på 1,0 GW<sub>E</sub> elektrolyse, og det antages, at teknologien på sigt kan opnå en effektivitet på 70 %. Ud fra dette fås følgende oplysninger:

Parameter	Enhed	Størrelse
Elforbrug	GW <sub>E</sub>	1,0
Effektivitet (estimat)	%	70
Vandforbrug	m <sup>3</sup> /h	234
Vandkvalitet – ledningsevne	µS/cm	<0,1
Vandkvalitet – Totale organiske forbindelser, TOC	ppb	<30
Brintproduktion	ton/h	21
- svarende til	MW	700
Iltproduktion	ton/h	167
Varme	MW	300
- heraf potentiel fjernvarme	MW	250

#### Totalafsaltningsanlæg

Krüger Aquacare har leveret data for et totalafsaltningsanlæg til havvand. Af materialet fremgår et prisestimat på 50 mio. DKK samt et footprint på 220 m<sup>2</sup>. Det bør bemærkes, at dette er givet for en standard løsning med flere linjer

totalafsaltningsanlæg, og der vil være behov for at afdække muligheder for optimering og specielle krav til udstyret pga. placeringen offshore. Alt efter forholdene vurderes total OPEX 2,5 - 4,5 DKK/m<sup>3</sup> produceret rent vand. Den primære faktor er vandkvaliteten, og med havvand forventes en omkostning i den høje del af intervallet.

### Elektrolyse

Selve elektrolyseteknologien vurderes at have en høj modenhed. Alt efter typen af elektrolyse ligger Technology Readiness Level (TRL) på 8-9, hvilket beskriver teknologier, der allerede er eller er tæt på kommercialisering i større skala. Det skal dog også nævnes, at selvom begrebet "større skala" anvendes, er der stadig tale om et noget mindre anlæg på få MW<sub>E</sub>, hvor der i denne rapport fokuseres på 1,0 GW<sub>E</sub> elektrolyse. Det er således i en helt anden størrelsesorden sammenholdt med de kommercialiserede anlæg, og der eksisterer således ikke løsninger i den ønskede skala (1 GW). Desuden findes der ikke dedikerede løsninger til offshore placering.

Da teknologien ikke er afklaret, og de kendte løsninger dermed ikke er fyldestgørende, vil et estimat af arealforbruget ud fra nuværende tilgængelig teknologi være behæftet med meget stor usikkerhed. P.t. er det kun alkalisk elektrolyse, der vurderes at være realistisk for denne størrelse.

For at opnå et indledende estimat, er der indhentet en række datablade på containerløsninger og ud fra disse findes et samlet footprint på 33.000 m<sup>3</sup> uden afstand mellem containerne. Det bemærkes herunder, at eksisterende containerløsninger ikke kan anvendes til det ønskede formål.

Det er desuden tvivlsomt, om en evt. fremtidig containerløsning kan stables i højden, da der kræves ventilation af enhederne. Der vil være behov for adgang i forbindelse med vedligehold og passiv køling samt plads til en egentlig kølevandskreds.

Sidst skal underlaget for enhederne være stabilt og uden bevægelser i konstruktionen. Behovet for en helt stabil base for anlægget risikerer at udelukke en platformsløsning.

Til sammenligning er det i en tidligere WEC-rapport (Ref. /19/) fundet, at der kan placeres ca. 250 MW<sub>E</sub> elektrolyse på en udtjent boreplatform. Det er dog ikke angivet, om man har medregnet vandbehandling og der er ikke angivet yderligere omkring bevægelsernes indflydelse på elektrolyseanlæggets drift.

Der produceres overskudsvarme svarende til 300 MW ved 70 % effektivitet, hvoraf de 250 MW kunne udnyttes som fjernvarme på land (50 % direkte samt 50 % vha. varmepumper). Mulige lokale aftagere på energiøen er ikke afdækket, men det må forventes, at størstedelen vil gå tabt offshore pga. manglende behov. I så fald må havvand benyttes til at etablere en kølekreds.

Der vil blive produceret ca. 167 ton/h ilt ved den antagne effektivitet, som enten skal afsættes eller udledes. Afsætning vil fordrer liquefactionanlæg samt kryogene lagertanke til ilten, hvilket ikke forventes at være økonomisk rentabelt.

Hvis det ikke kan svare sig at afsætte ilten helt eller delvist, skal der etableres en skorsten for at sikre nok spredning af ilten i omgivelserne.

CAPEX for et landbaseret elektrolyseanlæg på 1 GW<sub>E</sub> forventes at lande i 10 mia. DKK. Hertil kommer en yderligere ukendt omkostning pga. etablering af anlægget offshore. For vindmøller anvendes her en faktor på ca. 2, som dog primært stammer fra etablering af fundamentene. Dette er derfor ikke relevant ift. elektrolyseanlægget, da arealbehovet behandles særskilt.

Faste omkostninger og vedligehold estimeres ud fra landbaserede tal til 5 % af årlig CAPEX svarende til 50 mio. DKK, mens variabel OPEX vil afhænge direkte af prissætningen af vindmøllestrømmen. Anvendes 300 DKK/MW, fås 2,4 mia. DKK/år ved 8.000 fuldlast driftstimer.

Det bemærkes, at usikkerheden ved disse tal er stor. Hvor meget højere de vil ende med at være offshore ift. en landbaseret løsning kan ikke klarlægges her. Forskellen kan meget vel tænkes at ligge inden for usikkerheden.

Det anbefales, at der udføres et feasibility studie for offshore elektrolyse, før der udvides yderligere på PtX-værdikæden med f.eks. ammoniak. Herunder bør indgå:

- Afklaring mht. teknologien for elektrolyse i 1 GW<sub>E</sub> skala samt offshore
- Håndtering af overskudsvarme og konsekvens ift. landbaseret elektrolyse
- Håndtering af ilt fra elektrolyse – oplagring, transport og/eller udledning

### Transport

Transport af brint kan foregå med skib eller ved etablering af en undersøisk rørledning. Der henvises til teknologikataloget for gas og væsketransport for mere detaljerede beskrivelser af systemerne samt baggrund for økonomital.

Transport med skib vil fordrige liquefaction af brinten, da komprimeret gas har for lav densitet til at være økonomisk rentabelt. Da der ikke er udviklet skibe til kommerciel transport af flydende brint, er efterfølgende tal bygget på LNG skibe, hvilket betyder, at tallene vil være grove estimater. Teknologiens modenhed vurderes til 5 på TRL-skalaen, hvilket svarer til prototypeniveau.

Følgende transport omkostninger estimeres med skib:

CAPEX: LNG cryo skib 36.000 m<sup>3</sup> ~ 2.500 ton brint: 0,55 mia. DKK pr. skib. Årlig CAPEX med 8,3 % og 20 år findes til 60 mio. DKK.

OPEX: Der er beregnet en faktor på 0,13 DKK/km/ton H<sub>2</sub> svarende til 319 mio. DKK/år ved 70 ture a 200 km og 175.000 ton H<sub>2</sub>.

Faste O&M: Estimeres til 5 % af årlig CAPEX, dvs. 3 mio. DKK/år pr. skib.

Pris pr. kg brint: 2,08 DKK/kg H<sub>2</sub>

Desuden vil der være behov for etablering og drift af et liquefaction-anlæg offshore samt en lagertank med en kapacitet på over 100 % af skibets kapacitet. Denne omkostning vil være højere end et kompressionsanlæg til transport via rørledning samt mindre mellemlager både mht. CAPEX og OPEX. Alternativt skal skibet i noget omfang kunne anvendes som lager. Omkostningerne til et liquefactionanlæg samt kryo mellemlager kendes ikke.

Ved transport via rørledninger overføres brinten som komprimeret gas. Der vil være behov for en række yderligere komponenter, herunder kompressor og boosterpumper. Der regnes med et designtryk på 150 barg.

Følgende omkostninger estimeres for landbaserede rørledninger ekskl. indledende kompressor anlæg:

CAPEX: For 100 km rør og 700 MW kapacitet estimeres 443 mio. DKK.  
Dette fordobles for rør til havs, dvs. 886 mio. DKK.  
Årlig CAPEX ved 8,3 % og 20 år er da 92 mio. DKK.

OPEX: Estimeres til 0,6 mio. DKK/år.

Faste O&M: Estimeres til 4 % af årlig CAPEX, ca. 4 mio. DKK

Pris pr. kg brint: 0,53 DKK/kg H<sub>2</sub>.

Til disse omkostninger skal lægges mellemlager, kompressor anlæg samt drift. CAPEX for et brintkompressor anlæg estimeres til 100 mio. DKK.

Skulle der være eksisterende naturgasrørledninger i nærheden, kan det evt. komme på tale, at retrofytte disse til transport af brint alt efter materiale, driftstryk, alder og overordnet tilstand.

Det vil være nødvendigt at lave et mere detaljeret studie af omkostningerne for at afdække den optimale løsning. For landbaserede rørledninger er der estimeret en omkostning på 12,7 mio. DKK pr. km, der konverteres til brintransport (Ref. /20/).

Det ses, at rørledningen umiddelbart vil være den mindst omkostningstunge løsning ved 100 km transport samt den mest modne teknologi, såfremt der fremstilles brint offshore.

Etablering af en brintrørledning vil være i tråd med ambitionen om at etablere en dedikeret brint-infrastruktur i Europa (Ref. /21/).

### **Aftagere**

Produktionen af brint og evt. videre kemikalier og brændsler vil kræve, at der er en række etablerede aftagere af tilstrækkelig størrelse. Det anbefales at få foretaget en kortlægning af disse.

## **12.2 Energilagring**

Ved energilagring gemmes overskydende energiproduktion til et senere tidspunkt, hvor produktionen ikke er tilstrækkeligt. Variationerne fra de vedvarende kilder kan dermed bedre udjævnes og tilpasses forbruget.

Overordnet set, kan lagring foregå mekanisk, termisk eller kemisk.

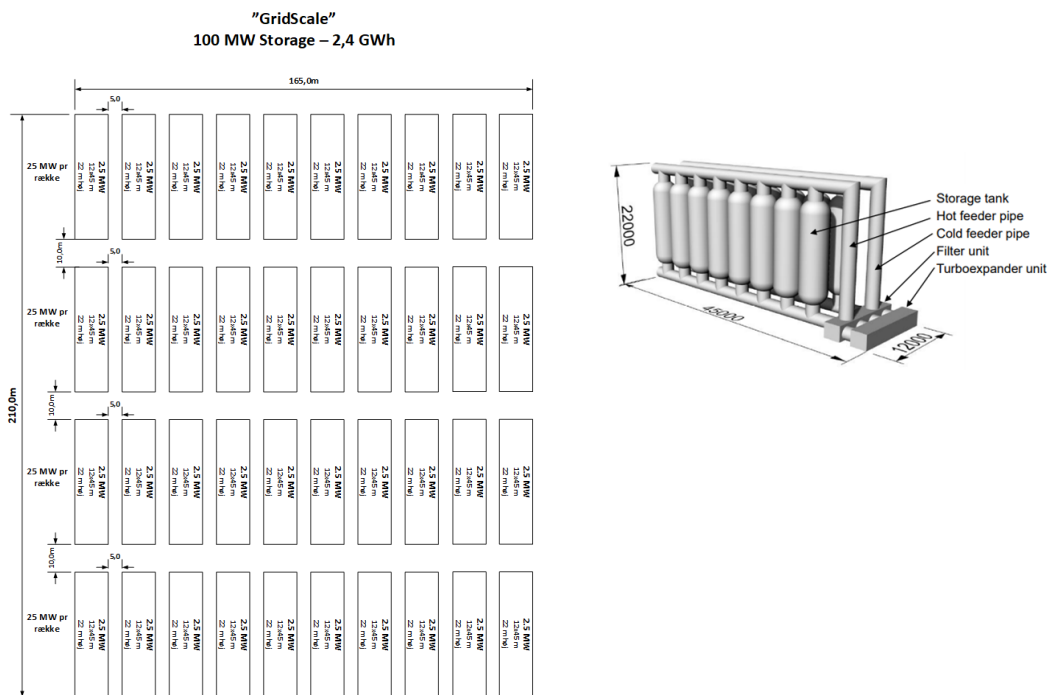
- > Under mekanisk lagring hører pumpning af vand op i højden til et reservoir, samt trykluftlagring i underjordiske lagre.
- > Ved termisk lagring opbevares den overskydende energi i form af varme i væsker eller sten, herunder lavasten, varmtvandssøer og smeltet salt.
- > Kemisk lagring sker i form af batterier, men ligeledes som brint, kemikalier og brændsler.

Til brint kan det komme på tale at benytte et geologisk lager i form af underjordiske saltgruber. Lagring af naturgas har længe foregået i gruber, da saltet giver en meget tæt skal, og væggene typisk er 10 til 100 meter tykke. Eksempler på underjordiske brintlagre er bl.a. Teeside i England samt lokaliteter i USA. Brinten lagres ved stort overtryk 45 – 150 bar. Teknologiens modenhed er umiddelbar høj.

Udtømte olie- og gasreservoirer kan muligvis benyttes på en lignende måde, hvilket kunne være relevant ift. en energiø. Her er teknologien dog ikke veludviklet, så det vil være nødvendigt at understøtte forskning og yderligere forundersøgelser.

Brint kan desuden lagres som gas ved høje tryk eller flydende ved -253 °C, mens videre produktion af kemikalier og brændstoffer kan lagres konventionelt i tanke. Dette vil dog medføre yderligere krav til arealet af energiøerne samt behov for vurdering af sikkerheden.

Der er mange teknologier som kan anvendes til lagring af energi. Som et eksempel ud af mange er arealbehovet for 100 MW lager baseret på "GridScale Battery" skitseret nedenstående figurer.



Figur 12-2 GridScale 100 MW Energilager

Det bemærkes, at arealbehovet er omtrentlig 36000 m<sup>2</sup>, hvilket peger på, at et sådan anlæg hensigtsmæssigt bør placeres på land og ikke på energiøen eller en platformløsning.

### 12.3 Installations- drift og vedligeholdelseshub

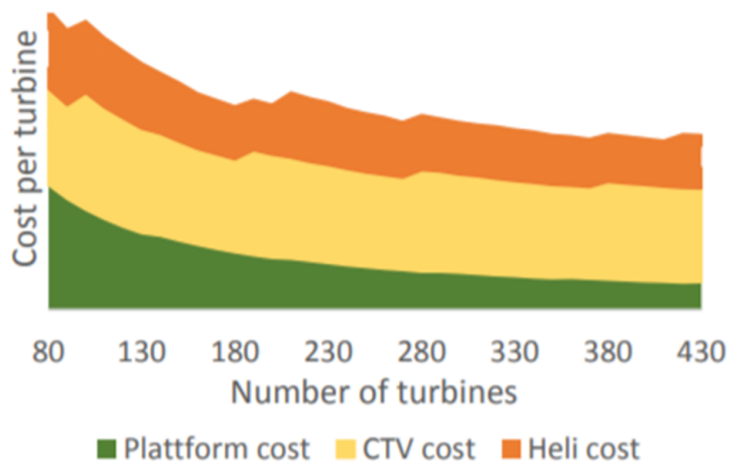
Følgende faciliteter og anlæg skal ifølge COWIs vurdering inddrages i evaluering af en drift og vedligeholdelses hub:

- > Faciliteter til vindmølle-, transmissionsservice samt PtX-drift:
  - > Hotel (kantine, hospital, fritidsfaciliteter)
  - > Reservedelslager, kontor og værksted (udendørs lagerareal)
  - > CTV-havn og støttefaciliteter
  - > Helikopter og støttefaciliteter
- > Faciliteter til drift og vedligehold af energiø:
  - > Vandrensning og kloakering
  - > Elforsyning inkl. nødforsyning
  - > Brandstation og pumpeanlæg
  - > Adgangs- og kontrolanlæg
  - > Maritim- og flykontrolcenter
  - > Havnefaciliteter (kraner etc.)
  - > Veje

Det anbefales snarest at udføre yderligere undersøgelser af et sådant installations-, drift og vedligeholdelsescenter for den konkrete lokation af en sænkekasse i Nordsøen. Eventuelle besparelser der kan opnås ved et installations-, drift og vedligeholdelsescenter er ikke inkluderet i denne rapport.

Ifølge ECN's fordelsundersøgelse (Ref. /15/) for North Sea Wind Power Hub ville vendepunktet for omkostningsbesparelser på en offshore hub-ø være mellem 80-104 km, hvor enhver større afstand skaber en årlig omkostningsbesparelse på 3,8-6,2% ved anvendelse af en installationsø og en besparelse på 0,1-1,3% fra en ø med O&M faciliteter.

Desuden beskriver vedligeholdelsesoptimeringsundersøgelsen (Ref. /13/), at en vindmøllepark med større størrelse dramatisk vil reducere de relative omkostninger ved enhver form for offshore-plattform eller ø-kraftcenter. I nedenstående sammenlignende plot er det beskrevet, at stigningen i en vindmølleparkstørrelse fra 100 til 300 vindmøller ville skabe enten 35 % fald i omkostningerne pr. vindmølle, mens O&M-omkostningerne ved brug af CTV og helikopter, forbliver proportionale.



Tabel 12-1 Omkostningen pr. tube som funktion af det totale antal turbiner. Figuren er fra Ref. /13/



## 13 Teknologisk eksportpotentiale

Frem mod 2050 forventes det, at der bliver opstillet mere end 450 GW havvindskapacitet, svarende til mere end 20 gange den nuværende samlede havvindskapacitet i verden. En stor del af denne havvindskapacitet forventes opstillet i Nordsøen. Opbygningen af kompetencer for design, udvikling og opførelse af energiører vil sætte Danmark i en ny teknologisk global førerposition på den grønne omstilling og den grønne agenda. En sådan førerposition vil bane vejen for dansk eksport af viden omkring design, udvikling og opførelse af energiører, sammenligneligt med det Danmark oplevede for ca. 35-40 år siden, da Danmark besluttede sig for at satse på udvikling af kompetencer inden for vindmølleteknologi.

Vi har i Danmark en lang historie og erfaring inden for design, fabrikation, installation samt drift og vedligehold af marine og offshore installationer og anlæg i bl.a. Nordsøen. Danmark og danske virksomheder er blandt verdens ledende virksomheder inden for design, fabrikation og installation af havvindmøller og fundamenter til havvindmøller. Energiører bygger således på mange af de samme faglige ekspertiseområder, som Danmark allerede har, herunder design og fabrikation af store marine/offshore konstruktioner, samt drift og vedligehold af offshore installationsanlæg. Derudover har Danmark havne som har specialiseret sig til at facilitere både samling af offshore konstruktioner og komponenter i/på havnene, udslibning og installation af konstruktioner og komponenter fra havnene. De danske havne fungerer tillige som drift-og vedligeholdeshubs for havvindmølleparker og olie-gas offshore installationer. Holland, Norge, Tyskland og UK har planer om udbygning af havvindmølleparker i specielt Nordsøen.

Etableringen af de to energiører i Nordsøen og Bornholm som de første i verden af sin slags giver Danmark de første energiør referenceprojekter. Dette kombineret med Danmarks allerede etablerede førerposition inden for offshore havvindmølleparker giver Danmark og danske virksomheder en enestående eksportposition og eksportmuligheder. Eksportmuligheder relaterer ikke alene til Nordsølandene, men tillige også til USA samt Asien. Der forventes således, at der frem mod 2050 vil være installeret ca. 450 GW havvindmøllekapacitet i verden, altså ca. 50 gange så stor kapacitet som installeret i verden samlet frem til 2020. En sådan udbygning af havvindmøllekapacitet forudsætter etableringen af adskillige energiører/power hubs på globalt plan, og Danmark vil kunne drage fordele af den erhvervede erfaring fra de to første energiørprojekter i verden.

Eksportmulighederne beskrevet ovenfor spænder over hele værdikæden fra rådgivning til udarbejdelse af design for energiører til fabrikation af strukturelle anlæg og eltekniske komponenter, havneinfrastruktur og logistik i forbindelse med bygning af energiører, samt drift-og vedligeholdelse for energiører og havvindmølleparkerne forbundet til energiører og endeligt dekommissionering.

Som beskrevet i tidligere afsnit af denne rapport, vil placering af et PtX elektrolyseanlæg og muligvis også ammoniakproces i forbindelse med energiører i Nordsøen og ved Bornholm være logiske i et udbygget design af energiør grundet adgangen til adskillige GW kapacitet af ren grøn strøm på energiørerne. Danmark og danske virksomheder kan drage store fordele af at være blandt de første i

verden med PtX teknologier, der anvendes i storskalaanlæg i forbindelse med energijørerne.

## Bilag 1: Tidsplan for 3 GW sænkekasseø i Nordsøen

ID	Task Mode	Outline Number	Task Name	Duration	Start	Finish	2021		2022				2023				2024				2025				2026				2027		2028			
							Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3
1		1	<b>Danish Authorities</b>	326 days	Fri 01-01-21	Thu 31-03-22																												
2		1.1	Pre-investigations, Energy Island	131 days	Thu 01-04-21	Thu 30-09-21																												
3		1.2	Pre-investigations, sand borrow area	131 days	Thu 01-04-21	Thu 30-09-21																												
4		1.3	Competitive process	131 days	Fri 01-10-21	Thu 31-03-22																												
5		1.4	SEA	326 days	Fri 01-01-21	Thu 31-03-22																												
6		1.5	Award of rights for Energy Island	0 days	Thu 31-03-22	Thu 31-03-22																												
7		2	<b>Developers</b>	658 days	Fri 01-10-21	Sun 31-03-24																												
8		2.1	Competitive process	131 days	Fri 01-10-21	Thu 31-03-22																												
9		2.2	Surveys for EIA	261 days	Fri 01-04-22	Thu 30-03-23																												
10		2.3	EIA, Energy Island	523 days	Thu 07-04-22	Sun 31-03-24																												
11		2.4	EIA, onshore production facility	457 days	Thu 07-04-22	Sun 31-12-23																												
12		2.5	Site Survey, sand sourcing	131 days	Fri 01-04-22	Fri 30-09-22																												
13		2.6	Approval process, sand sourcing	264 days	Sat 01-10-22	Sat 30-09-23																												
14		2.7	<b>Site Surveys, Energy Island</b>	395 days	Fri 01-04-22	Sat 30-09-23																												
17		2.8	FEED of Energy Island	261 days	Mon 04-04-22	Fri 31-03-23																												
18		2.9	Contractor tendering and contractin	264 days	Sat 01-10-22	Sat 30-09-23																												
19		2.10	Award of EPC contract	0 days	Sat 30-09-23	Sat 30-09-23																												
20		3	<b>EPC Contractor, Civil Works</b>	1113 days	Sun 01-10-23	Fri 31-12-27																												
21		3.1	Mobilization	132 days	Sun 01-10-23	Sun 31-03-24																												
22		3.2	Detail design	264 days	Sun 01-10-23	Mon 30-09-24																												
23		3.3	Prefabrication, caissons and superstructure elements (onshore production facility)	523 days	Mon 01-04-24	Tue 31-03-26																												
24		3.4	Temporary storage of caissons and superstructures	654 days	Mon 01-04-24	Wed 30-09-26																												
25		3.5	Detailed site surveys (verification), Energy Island	132 days	Mon 01-04-24	Mon 30-09-24																												
26		3.6	<b>Placing rock foundation</b>	392 days	Tue 01-04-25	Wed 30-09-26																												
29		3.7	<b>Installation of caissons</b>	392 days	Tue 01-04-25	Wed 30-09-26																												
32		3.8	Detailed site surveys (verification), sand sourcing	132 days	Mon 01-04-24	Mon 30-09-24																												
33		3.9	<b>Fill caissons with sand</b>	392 days	Tue 01-04-25	Wed 30-09-26																												
36		3.10	<b>Complete top plate of caissons</b>	392 days	Tue 01-04-25	Wed 30-09-26																												
39		3.11	<b>Place rock protection of caissons</b>	392 days	Tue 01-04-25	Wed 30-09-26																												
42		3.12	Install superstructure elements 1	66 days	Tue 01-07-25	Tue 30-09-25																												
43		3.13	Install superstructure elements 2	131 days	Wed 01-04-26	Wed 30-09-26																												
44		3.14	Install superstructure elements 3	65 days	Thu 01-04-27	Wed 30-06-27																												
45		3.15	Sand infill and compaction of Energy Island	522 days	Tue 01-07-25	Wed 30-06-27																												
46		3.16	Construction of harbour	261 days	Wed 01-07-26	Wed 30-06-27																												
47		3.17	Float in construction	66 days	Thu 01-07-27	Thu 30-09-27																												
48		3.18	Demobilization	66 days	Fri 01-10-27	Fri 31-12-27																												
49		3.19	Handover of Energy Island, if float is used	0 days	Fri 31-12-27	Fri 31-12-27																												

## Bilag 2: Tidsplan for 10 GW sænkekasseø i Nordsøen

