

MARTS 2022
ENERGISTYRELSEN

Baggrundsrapport for forudsætninger og anvendte data i "Cost Benefit Analyse" fra 2020

GENNEMGANG AF FORUDSÆTNINGER FOR ANVENDTE KOSTESTIMATER



COWI

MARTS 2022
ENERGISTYRELSEN

Baggrundsrapport for forudsætninger og anvendte data i "Cost Benefit Analyse" fra 2020

PROJEKTNR.

A241002

DOKUMENTNR.

A241002-0001

VERSION

2a

UDGIVELSES DATO

29-03-2022

BESKRIVELSE

Endelig

UDARBEJDET

KELA/GNLO/JJU/A
DKE

KONTROLLERET

LVHA/MHO/LUI/JJ
U

GODKENDT

JDCR

INDHOLD

1	Indledning	6
1.1	Forudsætninger	6
2	Gennemgang af CAPEX tal og forudsætninger	8
2.1	Generel metodebeskrivelse	8
2.2	Estimeret enhedsomkostninger	8
2.3	Elektriske systemer	11
2.4	Vindmøller og fundamenter	26
2.5	Kunstig Ø	28

1 Indledning

Som opfølgning på COWIs rapport: "Cost benefit analyse og klimaaftryk af energigør i Nordsøen og Østersøen" ("Rapporten") fra november 2020 redegøres i det følgende for COWIs overvejelser og datakilder vedr. de estimater, der ligger til grundlag for analyse af prisforskellene imellem forskellige tekniske løsninger for en "energiø" i Nordsøen.

COWIs analyse fra 2020 var baseret på en opgavebeskrivelse fra Energistyrelsen og havde til hensigt at udfærdige et "[...] indledende forsøg på at åbne løsningsrummet for derved at kunne specificere usikkerheder, fokuspunkter og forslag til yderligere studier".

Der er i det følgende fokus på, hvorledes de enkelte delelementer er beregnet – herunder:

- > Opbygning af de enkelte priselementer
- > Baggrund for priserne (Litteratur, tidligere anlægsprojekter m.m.)
- > Vurdering af usikkerhed

Nærværende redegørelsen er udarbejdet som et internt arbejdsdokument til Energistyrelsen for at forklare/udddybe ovenstående i Rapporten. Redegørelsen kan således ikke stå alene, og er alene udarbejdet som et hjælpedokument til at forstå Rapporten. Nærværende redegørelse er i lighed med Rapporten blandt andet baseret på fortrolige kilder. Med hensyntagen til offentlighedsloves regler bør denne derfor videst muligt behandles fortroligt og kan ikke offentliggøres uden godkendelse fra COWI.

1.1 Forudsætninger

Den planlagte energiø i Nordsøen udgør et hidtil uprøvet koncept inden for vedvarende energiforsyning. Da Rapporten blev udarbejdet i 2020, er der mange ubekendte i designet og mange valg der endnu ikke er låst fast, hvorfor ethvert omkostningsestimat i Rapporten skal opfattes som meget usikkert.

- 1 Vindmøllerne skal have en størrelse, som endnu ikke findes på markedet. I finscreening 2020 og 2021 arbejdes med en Vestas 15 MW mølle, selvom denne først kommer i produktion primo 2024. Det er nødvendigt at være på forkant med den seneste udvikling i mølledesign, fordi markedet bevæger sig meget hurtigt, og der kan være store gevinster i form af højere energiproduktion forbundet med at anvende de nyeste møller. Omvendt betyder det også, at der ikke findes pålidelige kilder til prisen på møllerne. Det bliver alene en vurdering baseret på den generelle prisudvikling og vurderinger fra Internationale kilder som IEA og IRENA.
- 2 Ud over selve møllen, er der også en lang række usikkerheder forbundet med selve designet af infrastrukturen til energiøen. El'en skal transporteres til de omkringliggende lande i HVDC kabler, som endnu kun er på pilotstadiet. Markedet for kabellægning til søs er også et marked i voldsom vækst

grundet den store internationale efterspørgsel på offshore vind, hvilket skaber stor usikkerhed om priserne. PtX anlæg skal måske anvende en stor del af el'en på øen, så man sparer på de dyre HVDC kabler. PtX anlæggenes udformning, skala, hvilke e-fuels de skal producere osv. er også ukendt. Hvordan disse e-fuels skal transporteres videre ud i verden er også ukendt.

- 3 Sammenlagt betyder disse usikkerheder, at fejlmargen på tallene i Rapporten er meget bred. Det betyder, at hensyn som pris-år, inflation, udvikling i vekselkurser osv. mister deres signifikans. At tage højde for denne type nominel monetær udvikling kan være decideret misvisende, da det tillægger tallene et skær af præcision, som de bagvedliggende usikkerheder ikke kan honorere. Alle tal i Rapporten er baseret på de nyeste kilder muligt og skal opfattes som 2020 tal i årets priser. Det er COWIs klare anbefaling, at fremskrivning af tallene med en generel prisudvikling for at opnå et 2021 tal i 2021 priser vil være vildledende, da det underspiller den bagvedliggende usikkerhed.
- 4 Tallene i Rapporten egner sig til en indledende grov screening af mulige designvalg. Rapporten kan sætte fokus på forskelle i størrelsesordener og rette det videre arbejde ind på sporet af de mest lovende løsninger. Tallene i Rapporten har således primært det formål at sammenligne forskellige koncepter og bør ikke bruges til budgettering eller anden detailplanlægning, hvilket heller ikke var opdraget for Rapporten. Dertil er der alt for store usikkerheder i både design og datagrundlag på nuværende tidspunkt.

2 Gennemgang af CAPEX tal og forudsætninger

2.1 Generel metodebeskrivelse

Det overordnede mål med COWIs rapport var en sammenligning af etableringen af et centralt transmissionsknudepunkt for opsamlingen af energien fra 3x1GW eller 10x1 GW vindmølleparker enten ved en Energi Ø eller en klynge af transformerplatforme. Transmissionsknudepunktet tænkes derved både at tjene som et opsamlingspunkt for vindmølleparkerne og som et centralt elektrisk knudepunkt for udvekslingen af energi mellem Danmark og nabolandene. (Tyskland, Holland, UK har været antaget).

Den økonomiske sammenligning har ikke adresseret mulige enkeltstående HVAC forbindelser mellem vindmølleparkerne og Energinets transmissionsnet. Sådanne topologier vil fravige fra hovedprincippet om, at der etableres et solidt havbase-ret transmissionsknudepunkt og skævvride den økonomiske sammenligning. Snævert betraget vil en LCOE-beregning for eksempelvis de tre nærmeste Off shore Wind Farm'ene tæt ved den jyske kyst givetvis være lavere end OWF'ene tilsluttet transmissionsknudepunktet (og derved samtidig skal bidrage til de fælles omkostninger til transmissionsknudepunktet og HVDC forbindelserne landene imellem). Disse scenarier har ikke været defineret i den aftalte opgave eller nærmere undersøgt af COWI.

Yderligere har den økonomiske sammenligning heller ikke medtaget energi øen's eventuelle mulige fordele såfremt der etableres noget PtX på ø'en, som ikke skønnes muligt/attraktivt såfremt transmissionsknudepunktet udbygges ved et antal platformsklynger.

Sammenligningen mellem alternativerne har medtaget HVDC forbindelser og DC/ac stationer i de respektive lande – men har ikke adresseret andre nødvendige udbygninger af det bagvedliggende nationale transmissionsnet.

2.2 Estimeret enhedsomkostninger

Bestemmelsen af de totale omkostninger er udført med en "bottom-up metode" baseret på de antagende enhedsomkostninger som jf. nedenstående rapport uddrag.

2.2.1 Elektriske anlæg

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

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

2.2.2 Vindmøller & fundamenter*

	Bornholm	Nordsøen					
		Sænkekasse Ø			Platform Klynge		
	2 GW	3GW S1	3GW S2	10GW S3	3GW Central	10GW	10GW Decentral
CAPEX							
Vindmøller inkl. fundamenter	21,1	31,3	31,3	105,3	31,3	105,3	105,3
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

*Uddrag af figur 11.1

2.2.3 Energi Ø

Tabel 8-11 Prisestimat for scenarie 1: 12 ha sænkekasse. Tallene er præsentert 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
Total (afrundet)	5.300

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

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
Total (afrundet)	6.600

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

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
Total (afrundet)	10.800

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

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
Total (afrundet)	10.400

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 ³
Beskyttet havn	235 mio. DKK

Det bemærkes at omkostningerne til de elektriske transmissionsanlæg på EnergiØerne ikke er indbefattet. Disse er adresseret i de efterfølgende elektriske afsnit.

2.2.4 Sammenfatning per scenarie

De totale omkostninger for de belyste scenarier er bestemt ved antaget mængder¹ multipliceret med antaget enhedsomkostninger i et sammenfattende beregningsark for at sikre samme enhedsomkostninger for alle scenarierne. Opbygningen af detail omkostningsberegningen er illustreret i nedenstående eksempler for "Nordsøen 3 GW-EnergiØ" og "Nordsøen 10GW Decentral Platform".

Tabel 2-1 Nordsøen 3 GW - EnergiØ

Total	Stk. pris	MIO EUR	Nordsøen 3 GW - EnergiØ DKNL										Sum DKK Mia.		
			Ia	Ib	Ic	IIa	IIb	IIc	IIIa	IIIb	IIIc	IIId			
EnergiØ															58.36
Elektriske systemer															21.42
HV AC/DC anlæg Ø eller Platforme															5.49
1GW Park	3,673	1200 MW													
Stk. pris	1,049	mioKr/stk													
Type A1: 66/275 kVAc - 1GW	840	mioKr/stk													0.00
Type A2: 66/275 kVAc - 0.5GW	3,561	mioKr/stk													0.00
Type B: 66/380kV - 1 GW - Ikke forberedt til 10 GW	3,900	mioKr/stk													0.00
Type C: 66/275/380kV - 1 GW - Forberedt til 10 GW (Decentral Platform)	3,806	mioKr/stk													0.00
Type D: 66/380kV - 1 GW - Central Placering	3,813	mioKr/stk													0.00
Type E: 275/380kV - 1 GW - Central Placering	3,325	mioKr/stk													0.00
Type F: 66/380kV - 0,75 GW - Forberedt til 10 GW	4,407	mioKr/stk													0.00
Type G: 66/380kV - 1,5 GW med 275 kV kabler	2,195	mioKr/stk													0.00
1,5 GW HV AC/DC anlæg på Ø	1,330	mioKr/stk													5.49
1 GW HV AC/DC anlæg på Ø	1,647	mioKr/stk	1	1	1										0.00
0,75 GW HV AC/DC anlæg på Ø	50	mioKr/stk													0.00
275 kVAc Felt er Ø "GIS-SR"	160	mioKr/stk													0.00
275 kVAc felt & 275/380 kV Transformatoren på Ø "GIS-SR-MPT"															0.00
66 kVAc arraykabler															3.99
Lump	33,80	mioKr/stk	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.10
Fast per WTG	1,50	mioKr/stk	67	67	67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.30
Kabler internt i område	2,90	mioKr/km	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.87
"Område --> OSS/Ø grænse"			5	7	7										
Antal strings			12	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
66 kV "exp. Kabel" -> første WTG i område	3,65	mioKr/km	180	204	204	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.15
66 kV "exp. Kabel" på langs af område	3,65	mioKr/km	52,5	52,5	52,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.57
275 kVAc Søkabler															0.00
Lump	180	mioKr/stk	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
Projektledeelse, Projektering, mob/demob etc.	2	mioKr/stk	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
Fabrikation, transport, udlæg, test - Ø/Platform --> OSS ved park	13	mioKr/stk	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
Lump	180	mioKr/stk	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
Projektledeelse, Projektering, mob/demob etc.	2	mioKr/stk	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
Fabrikation, transport, udlæg, test - Udvekslingsforbindelser	13	mioKr/km	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
380 kVAc Søkabler															0.00
Projektledeelse, design, faste omkostninger	70	mioKr/stk													0.00
Kable prod & udlægning	25	mioKr/km													0.00
HVDC Kabelanlæg															8.28
1 GW			DK	DK	HOL	DK	DK	GB	GB	GB	GE	HOL			
1 GW Søkabel - WF zone	11,3	mioKr/km	120	120	330										1.70
1 GW Søkabel - "WF zone-kyst"	11,3	mioKr/km	50	50	50										4.75
1 GW Land kabel	10,8	mioKr/km	70	70	280										1.84
HVDC / AC SS Landanlæg															3.66
1,5 GWHV AC/DC - Land	1,464	mioKr/stk													3.66
1 GWHV AC/DC - Land	1,220	mioKr/stk	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.66
0,75 GWHV AC/DC - Land	1,098	mioKr/stk													0.00
Vindmøller			L2	L1	L3	L4	L6	L7	L5	L8	L9	L10			31.29

¹ De antagede mængder fremkommer som længderne [km] af sø- og landkabelanlæg samt antallet af AC transformertplatforme, HVDC-platforme og HVDC konverter stationer på EnergiØ'en eller på land i de pågældende lande (DK, HL, GE, UK). Længderne og antal er bestemt ud fra den tænkte elektriske topologi er og placeringer af EnergiØ'en, Platformsklyngerne, 1 GW OWF'erne, deres indbyrdes AC-kabelanlæg og HVDC-sø/landkabelruterne. Der henvises til kapitel 2.3.

Tabel 2-2 Nordsøen 10 GW – Decentrale platforme

	Stk. pris	1GW Park	1200 MW HVDC	DK	HOL	GB	GE	HOL	Sum
Total									215,5
Energier									0,0
Elektriske systemer									114,20
HV AC/DC anlæg Ø eller Platforme	3,673	1200 MW HVDC							39,0
Type A1: 66/275 kV ac - 1GW	1,049	miokr/stk							0,0
Type A2: 66/275 kV ac - 0,5GW	840	miokr/stk							0,0
Type B: 66/380kV - 1 GW - Ikke forberedt til 10 GW	3,561	miokr/stk							0,0
Type C: 66/275/380kV - 1 GW - Forberedt til 10 GW (Decentral Placering)	3,900	miokr/stk							39,0
Type D: 66/380kV - 1 GW - Central Placering	3,806	miokr/stk							0,0
Type E: 275/380kV - 1 GW - Central Placering	3,813	miokr/stk							0,0
Type F: 66/380kV - 0,75 GW - Forberedt til 10 GW	3,325	miokr/stk							0,0
Type G: 66/380kV - 1,5 GW med 275 kv kabler	4,407	miokr/stk							0,0
1,5 GW HV AC/DC anlæg på Ø	2,195	miokr/stk							0,0
1 GW HV AC/DC anlæg på Ø	1,630	miokr/stk							0,0
0,75 GW HV AC/DC anlæg på Ø	1,627	miokr/stk							0,0
275 kV ac Felts Ø "GIS-SR"	50	miokr/stk							0,0
275 kV ac felts & 275/380 kv Transformatoren på Ø "GIS-SR-MPT"	160	miokr/stk							0,0
66 kV ac arraykabler									15,1
Lump	33,80	miokr/stk	1	1	1	1	1	1	0,3
Fast per WTG	1,50	miokr/stk	67	67	67	67	67	67	1,0
Kabler internt i område	2,90	miokr/km	100	100	100	100	100	100	2,9
"Område -> OSS/Ø grænse"			9	9	9	15	15	20	15
Antal strings			12	12	12	12	12	12	12
66 kv "exp. Kabel" -> første WTG i område	3,65	miokr/km	180	180	180	180	300	300	360
66 kv "exp. Kabel" på langs af område	3,65	miokr/km	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5
275 kV ac Søkabler									8,3
Lump	180	miokr/stk	0	0	0	0	0	0	0,0
Projektdeltede, Projekttering, mob/demob etc.	2	miokr/stk	0	0	0	0	0	0	0,0
Fabrikation, transport, udlæg, test - Ø/Platform -> OSS ved park	13	miokr/km	0	0	0	0	0	0	0,0
Lump	180	miokr/stk	1	1	1	1	1	1	0,5
Projektdeltede, Projekttering, mob/demob etc.	2	miokr/stk	0	0	0	0	0	0	0,0
Fabrikation, transport, udlæg, test - Udvekslingsforbindelser	13	miokr/km	140	140	180	0	0	280	0
380 kV ac Søkabler									0,5
Projektdeltede, design, faste omkostninger	70	miokr/stk	1	1	1	1	1	1	0,2
Kable prof & udlægning	25	miokr/km	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
HVDC Kabelanlæg									39,0
1 GW			DK	DK	HOL	DK	DK	GB	GB
1 GW Søkabel - WF zone	11,3	miokr/km	50	50	50	50	50	50	50
1 GW Søkabel - "WF zone-kyst"	11,3	miokr/km	70	70	325	70	70	450	450
1 GW Land kabel	10,8	miokr/km	80	80	10	80	80	75	75
HVDC / AC SS Landanlæg									12,2
1,5 GWHV AC/DC - Land	1,464	miokr/stk	1	1	1	1	1	1	1
1 GWHV AC/DC - Land	1,220	miokr/stk	1	1	1	1	1	1	1
0,75 GWHV AC/DC - Land	1,098	miokr/stk	1	1	1	1	1	1	1
Vindmøller									105,3
PFX									10,1

Efterfølgende sektioner vil belyse hvordan enhedsomkostningerne er fremkommet og adresser usikkerheden på enhedsomkostninger og mængderne.

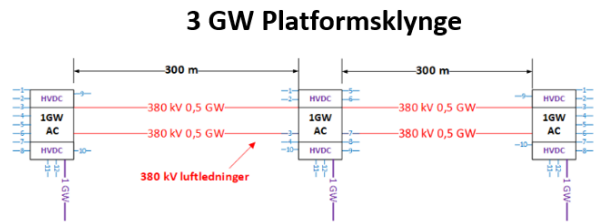
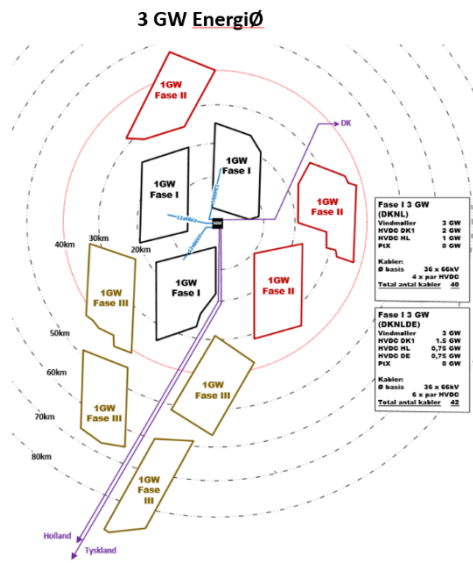
2.3 Elektriske systemer

Den overordnede topologi antaget for det elektriske transmissionsystem i 3 GW og 10 GW udbygningerne er illustreret i nedenstående figurer, der alle sikrer samme funktionalitet ved etableringen af et transmissionsknudepunkt. Placeringen af OWF'er, Energiøen, platformene samt valget af 1 GW HVDC -til de pågældende lande kan kun betragtes som værende retningsgivende og formuleret for nærværende sammenligning.²

Nordsøen 3 GW Scenarier

Tre 1 GW OWF'er tættest ved transmissionskudpunktet samt 1 GW HVDC-forbindelse til DK, Tyskland & Holland er forudsat jf. nedenstående skematiske fremstillinger.

² 1 GW OWF er fastsat som generisk størrelse for sammenstillingen af forskellige transmissions alternativer ved samlet 1 GW eller 10 GW installeret vindmølle effekt. Den økonomiske sammenligning er således ikke valid såfremt andre OWF størrelser bliver udbudt eftersom både placering og den elektriske infrastruktur i så fald vil undergå betydelige ændringer.

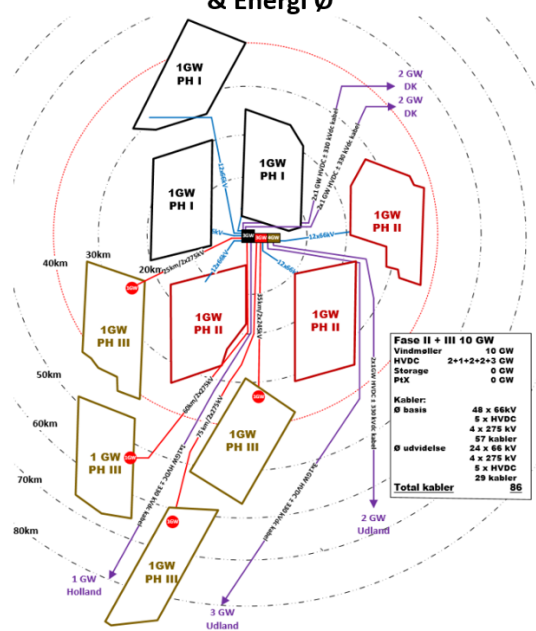


Figur 7-11 3 GW Platformse bestående af 3 stk. 1 GW platforme med udvekslingsforbindelser imellem platformene.

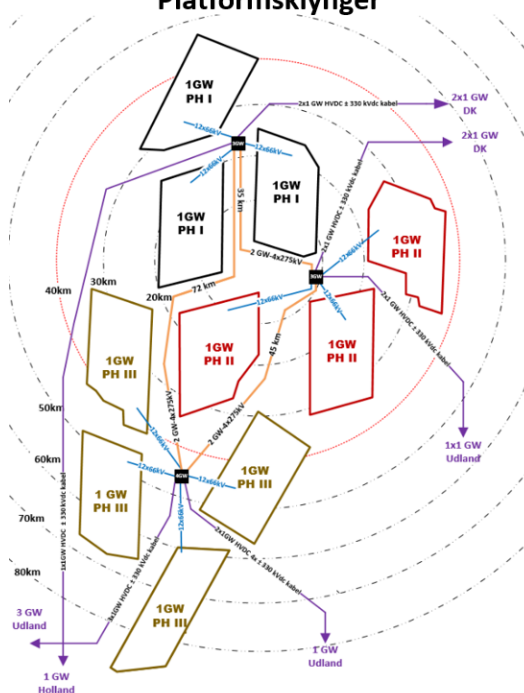
Nordsøen 10GW Scenarier

Ti 1 GW OWF'er med en placering jævntfordelt nedenstående er antaget. Topologien for det elektriske transmissionsanlæg er baseret på princippet om et transmissionsknudepunkt hvorfra den producerede energi kan udveksles til Danmark, Tyskland, Holland og UK. Transmissionsknudepunktet er enten etableret ved EnergiØ'en, en 10 MW central platformsklynge eller 3(4) GW decentralt placeret platformsklynger indbyrdes forbundne med solide 275 kV søkabelanlæg for at sikre effektudvekslingen landede imellem.³

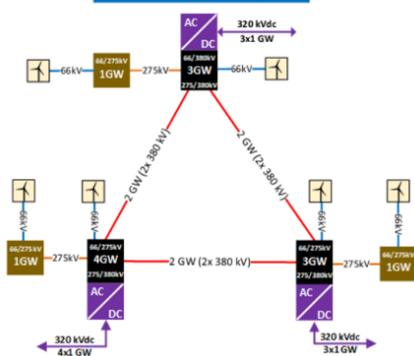
10 GW Central Platformsklynger & Energi Ø



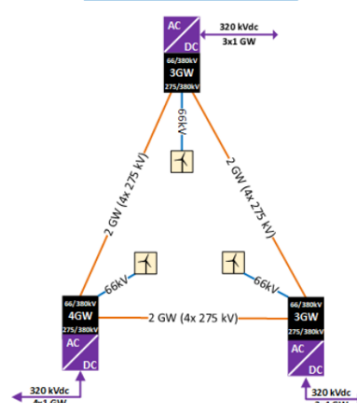
10 GW Decentral Platformsklynger



10 GW Central Platformse



10 GW Decentral Platformse



³ Det bemærkes, at OWF'erne anvendt ved 3 GW OWF-scenariet ikke er de samme som ved 10 GW "fase I". Den økonomiske sammenstilling er ikke medtaget en fase/investeringsplan, hvorfor de samlede omkostninger for 10 GW scenarierne vil være ens.

Omkostningssammenligning

Den økonomiske sammenstilling er præsenteret i nedenstående tabel hvor beregnede etableringsomkostninger og antal/mængder af komponenter er sammenfattet.

Tabel 2-3 Etableringsomkostninger og antal/mængder (fra CBA rapport)

	Bornholm	Nordsøen					
		Sænkekasse Ø			Platform Klynge		
		2 GW	3GW S1	3GW S2	10GW S3	3GW	10GW
CAPEX	39,4	58,4	59,7	210,2	59,1	219,7	219,5
Vindmøller inkl. fundamenter	21,1	31,3	31,3	105,3	31,3	105,3	105,3
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
Energiø (EI-systemer untaget)	0,0	5,6	6,9	10,9	0,0	0,0	0,0
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
Elektriske systemer	18,3	21,4	21,4	94,0	27,8	114,4	114,2
Søkabler i område							
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
HV AC/DC Anlæg							
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
HVDC forbindelser til landstationer							
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
Mængder							
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 energioen. S1-S3 referer til de respektive sænkekassescenarier.

De antagede længder for HVDC forbindelserne til de respektive lande er ligeledes præsenteret i efterfølgende tabel.

Tabel 2-4 Antagelser om kabelkorridorens længde (fra CBA rapport)

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
Samlet	200 km	350 km	626 km	325 km
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
Samlet	200 km	290 / 385 km	626 km	325 km
Bornholm: Platformso				
	Sjælland	Polen		
Søkabel	180 km	150 km		
Landkabel	20 km	25 km		
Samlet	200 km	175 km		

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.

2.3.1 Usikkerheder på tværs af komponenter

Omkostningsestimaterne er underlagt generel usikkerhed om metalpriser samt vekselkurser mellem USD og EUR/DKK. Disse usikkerheder er dog marginale i forhold til mere specifikke usikkerheder. En række af de vigtigste usikkerheder, som gælder bredt for alle dele af det elektriske system, er nævnt nedenfor. Hvor relevant, bliver komponentspecifikke usikkerheder diskuteret i afsnittene for de enkelte komponenter.

Antagede længder – array kabler

Omkostningsestimatet vil afhænge af de antaget længder mellem WTG’erne og enten transformerplatformen eller EnergiØ’en.

Et løst og retningsgivende bud på længdeusikkerheden er:

- > **“Wind Turbine Generator vs. Platforme”** : +/- 5 %
- > **WTG vs. transmissionsknudepunktet**: +/-10% pga. af usikkerheden om hvor 1 GW OWF’erne er placeret og dette vil have direkte indflydelse på de allerede lange kabellængder til den første WTG.

Antagede længder – 220-275 kV kabler

Omkostningsestimatet vil afhænge af de antaget længder mellem WTG’erne og enten transformerplatformen eller EnergiØ’en.

Længdeusikkerheden skønnes op til +/-15% for de enkelte 220..275 kV kabelsystemer pga. af usikkerheden om hvor 1 GW OWF'erne er placeret i forhold til transmissionsknode punktet samt også afstanden mellem de tænkte 3(4) GW decentrale platforms klynger. Overordnet set vil den samlede kabel længde usikkerhed dog formodet at være udjævnet da OWF'erne og placeringen af de decentrale platformsklynger næppe vil blive planlagt kun i yderpunkterne af det samlede 10 GW område. Begrundet i dette kan antages +/-10 % som en løst og retningsgivende usikkerhed på kabelsystemernes længder.

Antaget længder – HVDC kabler

Den totale HVDC kabel længde vil være betydeligt afhængigt af hvilke lande som tilsluttes og hvor i det nationale transmissionsnet HVDC stationen kan opføres.

Skift mellem UK og Tyskland vil bevirke ≈ 300 km forskel som vil medføre en omkostningsforskel i størrelsesorden $\approx 300 \text{ km} \times 11.3 \text{ mioKr/km} \rightarrow 3.4 \text{ mia Dkk}$. Dette forhold vil være alt overskyggende på de samlede kabelomkostninger i forhold til de usikkerheder som kan antages for fabrikation/installation af kablerne.

Fabrikation & salgspris fra kableverandøren

Fabrikationsomkostningerne (foruden metallerne) vil være sammensat af:

- > XLPE-isolation, PE kappe materiale og andre plast/garn
- > Produktion og planlægning
- > USD-kursen kan komme i spil for leverandører uden fra Europa. Dette er ikke søgt kvantificeret for nærværende.
- > Den generelle markedspris påvirket af udbud/efterspørgsel samt tilgængelig produktionskapacitet i markedet. Udvidelse af ekstra productionslinier er meget kapital tunge og har en tidshorisont 3..6 år.

Som et meget upræcist bud på salgsprisens usikkerhed kan nævnes +/- 20% som er bedste ikke dokumenteret bud.

Ud fra markedsdialoger med kableverandørerne er det konstateret at søkabelmarkedet nærmer sig sin mætning – så nye spillere eller mere produktionskapacitet vil være nødvendigt for den massive udbygning af havbaseret vindmølleparker på verdensplan.

Transport & installering

- > *Krydsninger*
Omkostningsoverslaget har tilgodeset i størrelsesorden 20..50 mio Kr/1 GW område til krydsninger af eksisterende kabler/rør eller andre søkabler som etableres indenfor det samlede område.

Antallet af krydsninger kan først blive nærmere identificeret når vindmøllepark- og transmissionsprojekterne bliver udviklet efterfølgende.

- > *Brændstoffer*
Omkostningerne for transport og udlægning/nedgravning af søkablerne afhænger af brændstofprisen. Entreprenørkontrakter er oftest baseret på en

aftale hvor brændstoffet afregnes med aktuelle dagsrater der vil være fluktuierende.

Brændstof "Crude-Oil" er steget $\approx +80\%$ indenfor de sidste to år. Der henvises til Bilag C. Dette kan være retningsgivende for usikkerheden på installationsomkostningerne.

Brændstofs omkostningerne kan ansættes til $\approx 8\%$ af installationsprisen og installationsprisen $\approx 40-45\%$ af den totale pris som en retningsgivende tendens.

> *Markedspris & Installations fartøjer*

Antallet af søkabel installatører er de seneste år blevet mindre eftersom branchen har konsolideret sig ved opkøb & sammenlægninger af eksisterende firmaer. Markedet er i meget voldsom vækst – så projekterne søger i disse år at indgå tidlige kontrakter for at sikre reservationen af de mest omkostningsattraktive installationsfartøjer. Entreprenørerne har løbende en udvidelse af deres flåde og kan for arraykablerne ty til at mobilisere allerede eksisterende platforme til de aktuelle projekter.

2.3.2 66 kV array kabler

De anvendte omkostninger er på niveau med COWIs erfaringer fra nuværende og tidligere vindfarmprojekter og baseret på aktuelle EPCI-tilbud eller sammensat af materielle leverance aftaler og installationskontrakter. Der kan derfor ikke peges på direkte kilder eller internationale kilder fra konferencer eller lignende.

Priserne er baseret på kabler produceret i Europa. Muligheden for indkøb af 66 kV søkabler fra Fjernøsten er blevet mere anvendt indenfor de seneste 5 år af projektudviklerne for at reducere CAPEX og forbedre indtjeningen. Dette er ikke tilgodeset i omkostningsestimatet, som formodes at være underlagt større usikkerheder fra materiale prisernes variationer end for den generelle markedssituation. I den forbindelse skal det næves at nylige markedsdialoger med de førende europæiske kableproducenter indikerer, at de fremadrettet vil fokusere på HVAC og HVDC kabler frem for arraykabler.

Det bemærkes, at den simple gennemsnitlige omkostning (total/km) ligger i størrelsesordenen 3.8 mio Kr/km samt at anvendte enhedspriser er på linje med Finscreeningen udført i foråret/efteråret 2020.

Array kablernes omkostninger er sammensat af:⁴

⁴ Opdelingen af de tre omkostningskomponenter er valgt som en retningsgivende og simpel metode for at kunne tilgodeses at de totale omkostninger for de enkelte OWF'er ikke er direkte afhængige af arraykablernes længder. Tallene er fremkommet fra analyse af fire forskellige tidligere tilbud, hvorfra generiske tal er bestemt. De enkelte tilbud er fortrolige og de generiske tal kan ikke 1:1 genfindes, da de er gennemsnitlige fremkommet ved analysen af de fire tilbud.

- > **Faste omkostninger** til projektledelse, forsikringer, projektering, mobilisering/demobilisering af udlægningsfartøjerne ansat til 33.8 mio Kr pr. projekt.
- > **En fast omkostning for hver WTG (som ikke er længde afhængigt)** til kabelindtræk, fabrikation, installering af komponenter hidrørende til 66 kV kablerne i WTG fundamentet ansat til 1.5 mio Kr/WTG.
- > **Løbende omkostning** til produktion, lastning til CLV, transport til projektområdet, udlægning & nedgravning ansat til 2.9 mio Kr/km for de mindre kabler i projektområdet og 3.6 mio Kr/km for de større kabler i projektområdet og til EnergiØen eller transformerplatformene.

Det samlede omkostningsbidrag for de enkelte 1 GW OWF er sammensat af anslåede mængder og enhedspriser jf ovenstående og kapitel 2.3. Beregningsmetodikken er illustreret nedenstående.

Tabel 2-5 Arrey kabler – 3 GW og 10 GW

		Stk. pris		Nordøen 3 GW - EnergiØ DKNL										Sum DKK Mia.
				Ia	Ib	Ic	IIa	IIb	IIc	IIIa	IIIb	IIIc	IIId	
Total				3.82 mioKr/km										58.36
Elektriske systemer														21.42
66 kVac arraykabler	F. screen 2020			Kabel (km) 1046										3.99
Lump	32.5	33.80	miokr/stk	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0.10
Fast per WTG	1.5	1.50	miokr/stk	67	67	67	0	0	0	0	0	0	0	0.30
Kabler internt i område	2.9	2.90	miokr/km	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0.87
"Område --> ØSS/Ø grænse"				5	7	7								
Antal strings				12	12	12	0	0	0	0	0	0	0	
66 kV "exp. Kabel" -> første WTG i område	3.6	3.65	miokr/km	180	204	204	0	0	0	0	0	0	0	2.15
66 kV "exp. Kabel" på langs af område	3.6	3.65	miokr/km	52.5	52.5	52.5	0	0	0	0	0	0	0	0.57

		Stk. pris		Nordøen 10 GW - EnergiØ DKNL										Sum DKK Mia.
				Ia	Ib	Ic	IIa	IIb	IIc	IIIa	IIIb	IIIc	IIId	
Total				3.84 mioKr/km										94.02
Elektriske systemer														12.25
66 kVac arraykabler	F. screen 2020			Kabel (km) 3193										12.25
Lump	32.5	33.80	miokr/stk	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.34
Fast per WTG	1.5	1.50	miokr/stk	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	1.01
Kabler internt i område	2.9	2.90	miokr/km	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	2.90
"Område --> ØSS/Ø grænse"				5	7	7	30	20	10					
Antal strings				12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
66 kV "exp. Kabel" -> første WTG i område	3.6	3.65	miokr/km	180	204	204	480	360	240	0	0	0	0	6.09
66 kV "exp. Kabel" på langs af område	3.6	3.65	miokr/km	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	1.92

2.3.3 230-275 kV Søkabelanlæg

De anvendte omkostninger er på niveau med COWIs erfaringer fra nuværende og tidligere vindfarmprojekter og baseret på aktuelle EPCI-tilbud eller sammensat af materielleverance aftaler og installationskontrakter. Der kan derfor ikke peges på direkte kilder eller internationale kilder fra konferencer eller lignende.

Det bemærkes, dog at den simple gennemsnitsomkostning 14..15 mio Kr/km er nogenlunde sammenlignelige med omkostningsniveauet 25 mio kr/km for to kabelsystemer som Energinet tidligere har udmeldt i forbindelse med Finscreeningsstudierne i foråret/efteråret 2020.

Priserne er baseret på kabler produceret i Europa. Muligheden for indkøb af 220..275 kV søkabler fra Fjernøsten er mulig men ikke blevet anvendt i større målestoksforhold. Dette er ikke tilgodeset i omkostningsestimater, som formodes at være underlagt større usikkerheder fra materiale prisernes variationer end for den generelle markedssituation.

H.sp. sø-kablerne finder anvendelse enten som:

- > Eksport kabler fra fjerntliggende 1 GW OWF'er til transmissionsknudepunktet

- > Solide H.sp kabelforbindelser⁵ mellem de decentralt placerede 3 (4) GW platformsklynger for 10 GW scenariet baseret på en platforms tilgang.

Omkostningerne er sammensat af: ⁶

- > **Faste omkostninger** til projektledelse, forsikringer, projektering, mobilisering/demobilisering af udlægningsfartøjerne ansat til 182 mio Kr pr. projekt.
- > **Løbende omkostning** til produktion, lastning til CLV, transport til projektområdet, udlægning & nedgravning ansat til 13 mio Kr/km for sø-kabel systemer med en overføringsevne på omtrentlig 500 MW.

Det samlede omkostningsbidrag for de enkelte 1 GW OWF er sammensat af anslåede mængder og enhedspriser jf ovenstående og kapitel 2.3. Beregningsmetodikken er illustreret nedenstående for 10 GW transmissionskundefunktet henholdsvis udført som en EnergiØ eller en central platformsklynge.

⁵ Disse kabelforbindelser er nødvendige for at opnå samme funktionalitet som EnergiØ'en tilbyder som et transmissionsknodepunkt.

⁶ Opdelingen af de to omkostningskomponenter er valgt som en retningsgivende og simpel metode for at kunne tilgodese at de totale omkostninger for de enkelte OWF'er ikke er direkte afhængige af arraykablernes længder. Tallene er fremkommet fra analyse af tre forskellige tidligere tilbud, hvorfra generiske tal er bestemt. De enkelte tilbud er fortrolige og de generiske tal kan ikke 1:1 genfindes, da de er gennemsnitlige fremkommet ved analysen af de tre tilbud.

Tabel 2-6 Illustration af beregningsmetodik for 10 GW transmissionskundefunktet

		Nordsøen 10 GW - EnergiØ DKNL										Sum	
		Stk. pris										DKK Mia.	
Total		Nordsøen 10 GW - EnergiØ DKNL										210,2	
275 kVac Søkabler	1GW Park	14,9 mioKr/km										5,80	
										Kabel [km]	390		
										Hsp.OSS	390		
										Hsp.Udlign	0		
Lump	180	mioKr/stk	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0,72
Projektledeelse, Projektering, mob/demob etc.	2	mioKr/stk	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0,01
Fabrikation, transport, udlæg, test - Ø/Platform --> OSS ved park	13	mioKr/km	0	0	0	0	0	0	0	50	120	150	5,07
Lump	180	mioKr/stk	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Projektledeelse, Projektering, mob/demob etc.	2	mioKr/stk	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Fabrikation, transport, udlæg, test - Udvekslingsforbindelser	13	mioKr/km											0,00
		Nordsøen 10 GW - Decentral Platforme DKNL										Sum	
		Stk. pris										DKK Mia.	
Total		Nordsøen 10 GW - Decentral Platforme DKNL										219,5	
275 kVac Søkabler	1GW Park	13,9 mioKr/km										8,3	
										Kabel [km]	600		
										Hsp.OSS	0		
										Hsp.Udlign	600		
Lump	180	mioKr/stk	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Projektledeelse, Projektering, mob/demob etc.	2	mioKr/stk	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Fabrikation, transport, udlæg, test - Ø/Platform --> OSS ved park	13	mioKr/km											0,0
Lump	180	mioKr/stk	1			1			1				0,5
Projektledeelse, Projektering, mob/demob etc.	2	mioKr/stk	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0,0
Fabrikation, transport, udlæg, test - Udvekslingsforbindelser	13	mioKr/km	140			180			280				7,8

2.3.4 380 kV søkabelanlæg

380 kV Sø-kablerne anvendes for den centrale platformsløsning mellem 3(4) GW platformsklyngerne og mellem de enkelte 1 GW platformene. Der har ikke været udført nærmere undersøgelser af enhedsomkostningerne eftersom:

- > Omkostningerne udgør ≈0,5% af de samlede omkostninger til de elektriske fordelingsanlæg
- > COWI har ikke erfaringer med 380 kVac sø-anlæg og tilgængelige omkostningers estimater er yderst begrænset

Omkostningerne er meget løst anslået til og baseret på et tilnærmelsesvis opskalering fra 220..275 kV søkablerne. Skaleringsfaktoren er ikke nærmere redegjort for pga. mangelfuldt anvendeligt datagrundlag og ubetydeligheden af omkostningerne i den endelige sammenstilling af transmissions scenarier:

- > Faste 70 mioKr/projekt. (Mindre end de større 230..275 kV søkabelanlæg)
- > 25 mio Kr/km (≈2x13 mioKr/km bestemt for 220..275 kVac sø-kablerne) som et bud da kablerne er kortere/dermed betydelige dyrere at producere og installerer per løbende km.

Det skal nævnes – 300 m luftledningsalternativet mellem 1 GW platformene i 3(4) GW platformsklyngerne vil have et betydeligt lavere CAPEX (≈5% af Sø-kablerne). Dette er et muligt optimeringsoptimalt – som dog næppe kommer i spil – det det i så fald skulle være samme udvikler af de tre(fire) 1 GW OWF og Platformsklyngen. (Hvis Energinet skal opfører platformsklyngen – vil de næppe udføre luftledninger pga. saltbelægninger mm. på luftledningernes isolatorer)

Det samlede omkostningsbidrag er sammensat af anslåede mængder og enhedspriser. Beregningsmetodikken er illustreret nedenstående:

Tabel 2-7 Illustration af beregningsmetodik – elektriske systemer

Elektriske systemer			
380 kVac Søkabler			
Projektledeelse, design, faste omkostninger	70	mioKr/stk	Stk
Kable prod & udlægning	25	mioKr/km	km

Der er tale om betydelige usikkerheder på omkostningsestimatet -75% / +100%. Den tekniske løsning skal udvikles for at kunne komme med mere præcise omkostningsestimater.

Det anses for værende meningsløst at analysere eller beskrive usikkerhederne nærmere, da de 380 kV omkostningerne kun udgør en ubetydelig del af de samlede omkostninger for de elektriske transmissionsanlæg.

2.3.5 HVDC Kabelanlæg

Omkostningsestimatet for de enkelte scenarier er baseret på antagelser om tracelængden fra transmissionsknode punktet/decentrale platformsklynger til de landbaserede HVDC konverterstationer i de respektive lande som beskrevet ovenfor i Tabel 2-4

COWI har ikke kunne drage nytte af involvering af tidligere konkrete HVDC-projekter og har derfor måtte bruge eksterne kilder ved bestemmelsen af enhedspriserne som er sammensat af følgende for søkablerne:

Tabel 2-8 Eksterne kilder – HVDC-projekter

	Energinet 1,0 GW	Fortroligt 1,2 GW USA	Fortroligt 1,2 GW Europa	Gennem- snit
1 GW HVDC Søkabel	10 mio Kr/km	1,89 MUSD/km 11,9 mio Kr/km	1,46 £M/km 12 mio Kr/km	11,3 mio Kr/km
1 GW HVDC Landkabel	7 mio Kr/km	1,89 MUSD/km 11,9 mio Kr/km	1.65 £M/km 13,7 mio Kr/km	10,8 mio Kr/km

1.5 GW HVDC-kablerne er ansat til 150% prisstigning i forhold til et 1,0-1,2 GW system.

Følgende grove forudsætninger er antaget ved fastsættelsen af HVDC-forbindelsernes omkostninger ifm opskaleringen 1 GW → 1.5 GW:

- > Samme spændingsniveau bibeholdes
- > En ekstra HVDC-leder tilføjes (Bi-pol antages)
- > Tre enkelte 1-ledere forventes ikke at blive udlagt i samme operation, men i to udlægninger (2 +1) og med en indbyrdes afstand 50..100m.

Det skal bemærkes, at "USA kilden" for landkablerne er baseret på 90% søkabel og 10% landkabel, hvorfor disse tal ikke er helt korrekte.⁷

⁷ En proportionalmæssig justering af enhedsprisen kunne blive udført såfremt prisforskellen mellem sø- og landkabler var entydig. De anvendte kilder giver ikke en anvendelig baggrund for dette. Energinets fordeling er dog anvendt i efterfølgende grove Mar 2020 analyse baseret på flere kilder end benyttet i 2020.

Der er anvendt en generel enhedsomkostning for HVDC-kabelanlæggene, som ikke har været opsplittet på fabrikation og installation. Det samlede omkostningsbidrag for de enkelte 1 GW OWF er sammensat af anslåede mængder og enhedspriser jf. ovenstående og kapitel 2.3. Beregningsmetodikken er illustreret nedenstående.

Tabel 2-9 Beregningsmetodik – enhedsomkostninger HVDC kabelanlæg

HVDC Kabelanlæg		
1 GW Søkabel - WF zone	11.3	mioKr/km
1.5 GW Søkabel - "WF zone-kyst"	17.0	mioKr/km
1 GW Søkabel - "WF zone-kyst"	11.3	mioKr/km
1 GW Land kabel	10.8	mioKr/km
1.5GW Land kabel	16.3	mioKr/km

2.3.6 HVDC stationsanlæg på land eller EnergiØ

COWI har ikke relevante erfaringer fra gennemførte projekter. Omkostningerne er derfor baseret på eksterne kilder uden at der har være indhentet informationer/budgettilbud fra markedet eller leverandører. Enhedsomkostningen for enkelte alternativer tager udgangspunkt i en landbaseret HVDC-station som er bestemt ud fra nedenstående kilder:

Tabel 2-10 Kilder - landbaseret HVDC-station

	Energinet 1,0 GW	Fortroligt 1,2 GW USA	Fortroligt 1,2 GW Europa	Gennem- snit
Landbaseret HVDC/AC Konver- terstation	900 mio Kr	225 MUSD 1.418 mio Kr	162,5 £M/km 1.341 mio Kr	1.220 mio Kr

Det bemærkes at omkostningerne fra USA & UK er fortrolige kilder er baseret på 1.2 GW platforme. Der er ikke korrigeret for dette i 2020 rapporten da dette antages at falde indenfor den usikkerhed som sammenligningen af transmissionsalternativerne er underlagt.⁸

Omkostningerne er totale omkostninger og ikke dekomponeret i mindre delelementer - eksempelvis komponenter, bygninger, jordkøb, projektering etc.

Enhedsomkostningerne for en 1 GW HVDC-station på EnergiØen er løseligt ansat til 150% af landstationen (1.830 mio Kr) da den forventes at skulle bygges mere kompakt, i et søbetandigt udførelse og med en betydelige mere omfattende logistik i forbindelse med konstruktionen.

1.5 GW stationernes omkostninger er medtaget med 120% af 1 GW stationerne

⁸ 1.2 GW → 1.0 GW HVDC-station kan groft antages a reducere enhedsomkostningen med ≈10%. Dette er adresseret yderligere i usikkerhed afsnittet.

og ligeledes 0.75 GW stationerne med 90% af 1 GW stationerne. Disse omkostningsestimater er klart meget usikre, men har dog været skønnet tilstrækkelige for den overordnet omkostningssammenligning af transmissionsalternativerne.

Det samlede omkostningsbidrag for de enkelte 1 GW OWF er sammensat af ansåede mængder og enhedspriser jf. ovenstående og kapitel 2.3. Beregningsmetodikken er illustreret nedenstående.

Tabel 2-11 Beregningsmetodik - 1 GW OWF

HVDC / AC SS anlæg på EnergiØ	
1,5 GW HV AC/DC anlæg på Ø	2,195
1 GW HV AC/DC anlæg på Ø	1,830
0,75 GW HV AC/DC anlæg på Ø	1,647
HVDC / AC SS Landanlæg	
1,5 GWHV AC/DC - Land	1,464
1 GWHV AC/DC - Land	1,220
0.75 GWHV AC/DC - Land	1,098

COWI har ikke kunne fremkomme med en metode eller bud på usikkerhederne på de anvendte omkostningsestimater for de enkelte stationer. Etableringsomkostningerne er selvsagt underlagt usikkerheder mht. valutakurser, LME metal noteringer, markedssituation etc. Det er ikke muligt simpelt eller med mere kompliceret analyser at bestemme indvirkningen af disse faktorer på enhedsomkostningerne da det tilgængelige data grundlag er utilstrækkeligt.

Det skal dog bemærkes at kun en håndfuld kompetente leverandører (Hitachi (ABB), Siemens, GE-Electric & et par kinesiske firmaer) kan tilbyde disse HVDC konverter stationer. Dette giver en markedssituation hvor markeds kræfterne ikke kommer i fuldt spil.

2.3.7 HVac & HVDC Platforme

Det samlede omkostningsbidrag for de enkelte havbaseret transformer- og HVDC-platforme er sammensat ved en opskalering af en basis platform bestående af topside og støtte/fundament struktur Type B "1 GW 66/380 kVac + HVDC konverterstation".

Beregningsmetodikken er illustreret nedenstående.

Tabel 2-12 Beregningsmetodik - Platforme

Type A1: 66/275 kVac - 1GW	1,049	mioKr/stk
Type A2: 66/275 kVac - 0.5GW	840	
Type B: 66/380kV - 1 GW - Ikke forberedt til 10 GW	3,561	mioKr/stk
Type C: 66/275/380kV - 1 GW - Forberedt til 10 GW (Decentral Placering)	3,900	mioKr/stk
Type D: 66/380kV - 1 GW - Central Placering	3,806	mioKr/stk
Type E: 275/380kV - 1 GW - Central Placering	3,813	mioKr/stk
Type F: 66/380kV - 0,75 GW - Forberedt til 10 GW	3,325	mioKr/stk
Type G: 66/380kV - 1,5 GW med 275 kV kabler	4,407	mioKr/stk

Omkostningerne af platformstyperne C→G er bestemt ved opskalering af dimensionerne (m² & m³), stålforsøg og tilføjelse af ekstra eller større elektriske hovedkomponenter såsom hovedtransformer, 275 & 380 kV koblingsanlæg mm.

Type A1 : 1 GW 66/275 kVac platform

Basisprisen 1.049 mio Kr er baseret på aktuelle EPCI entreprisetilbud for en 800 MW enhed med tilsvarende opbygning til det amerikanske marked. Spredningen af entreprenørernes tilbudspriser samt forventede ekstra regninger og omkostningen til en midlertidig beboelsesplatform til brug for installation og test på havet er ligeledes tilgodeset.

De udførlige priser fra EPCI Entreprenørerne er blevet analyseret for at bestemme enhedsomkostninger for køb og forarbejdningen af stål til platformens topside og bærende struktur, da disse efterfølgende er anvendt til opskaleringen af Type C → F HVDC platformene.

Type A2 : 750 MW 66/275 kVac platform

Basisprisen er løseligt og retningsgivende ansat til 80% af 1.049 mio Kr baseret på en nedskalering af det mindre omfang af stål mængder og de mindre elektriske hovedkomponenter.

HVDC Platforme

Omkostningen for basisplatformen "Type B 66/275kVac – 1 GW HVDC-platformen" er baseret på en 1.2 GW platform. Nedenstående tabel illustrerer spredningen og gennemsnittet af omkostningerne jf. de identificerede kilder. Udvalgte hovedtal for analysen og opskaleringen af 1 GW platformen Type B til Type G er illustreret i nedenstående tabel. Den elektriske opbygning af de enkelte typer platforme er beskrevet i den tidligere fremsendte rapport.

Tabel 2-13 HVDC platforme - Spredningen og gennemsnittet af omkostningerne

	Type B	Type C	Type D	Type E	Type F	Type G	
Topside	4.112	5.262	5.134	5.006	4.879	5.517	ton
Fundament/støtte	7.038	7.284	7.253	7.222	7.192	7.345	ton
Udstyr	4.260	5.304	4.961	5.148	4.809	5.514	ton
Vægt	15.411	17.849	17.348	17.376	16.879	18.376	ton
Udstyr, T&I	2.646	2.842	2.764	2.786	2.315	3.317	mio Kr
Jacket	448	487	485	483	481	491	mio Kr
Topside	469	573	559	546	532	601	mio Kr
Totalt	3.562	3.902	3.808	3.815	3.327	4.409	mio Kr

COWI har ikke haft nogle projektreferencer og har måtte bestemme omkostningerne ud fra dels offentlige tilgængelige kilder eller fortrolige kilder (som dog heller ikke er baseret på aktuelle realiserede projekter).

Tabel 2-14 Kilder - 1,2 GW HVDC Platform

	Energinet	Fortroligt USA	Fortroligt Europa	Dogger Bank *)	EPS **) Re-search Inst.	Gennemsnit
1,2 GW HVDC Platform	2.903 mio Kr	885 MUSD 5.387 mio Kr	487,5 £M 4.066 mio Kr	322 £M 2.686 mio Kr	398 £M 3.321 mio Kr	3.673 mio Kr

*) 1,2 GW Optioneering analysis for connecting Dogger Bank offshore wind farms to the GB electricity network, Institute for Energy & Environment, Dept of Electronic and Engineering, University of Starthclyde, 2016

**) 1,25 GW, Review of investment model cost parameters for VSC HVDC-transmission infrastructure, Electric Power Systems Research, Jun 2017.

Der er konstateret en stor spredning, som også indikerer en betydelig usikkerhed på estimeret gennemsnit.

Enhedsomkostningerne for platformene er sammensat af adskillige delkomponenter (råstål, forarbejdet stål, HV-udstyr, elektriske & mekaniske komponenter/systemer, fabrikation/installation i skibsværft, udlastning, transport, installation og endelige test. COWI har ikke simpelt kunne fremkomme med en metode eller bud på usikkerhederne på de anvendte omkostningsestimater for de enkelte delkomponenter.

Etableringsomkostningerne er selvsagt underlagt usikkerheder mht. valutakurser, LME metal noteringer, markedssituation etc. Det er ikke muligt simpelt eller med mere kompliceret analyser at bestemme indvirkningen af disse faktorer på enhedsomkostningerne, da det tilgængelige data grundlag er utilstrækkeligt.

Det bemærkes at markedet er stigende – men antallet af "gamle skibsværfter" som tidligere har være engageret i bygningen af skibe og olieplatforme i disse år viser stor interesse for at konstruere havbaseret elektriske platforme. Yderligere er det observeret at projektudviklerne i de seneste år har påbegyndt indkøb af platforme i Fjernøsten, hvorved det europæiske prisniveau kommer i konkurrence og derved formodes at være mindre stigende.

Afslutningsvis skal det næves at usikkerheden for platformenes omkostninger forårsaget af rå-stålpriisen, kan vurderes med baggrund i LME noteringens udvikling, som er illustreret i Bilag A. En ca. 100% prisstigning er observeret fra 4Q20 til 1Q22 og 180% prisstigning fra 4Q20 til 2Q21. De estimerede omkostninger for forarbejdet stål til henholdsvis topside og fundament/støtte er størrelsesorden 115 tKr/t og 65 tKr/t hvilket er betydeligt højere end råvareprisen. Nedenstående tabel giver et løst og retningsgivende bud på prisstigningen forårsaget af rå-stålpriisen.

Tabel 2-15 Estimat af prisstigninger relateret til rå-stålpriisen

	Grov estimering af Råstål indkøb (ekskl. Transport/skatter&afgifter/forarbejdning)							LME			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type E	Type F	Type G	USD/t	Dkk/t		
3Q20	19	49	55	55	54	53	57	mio Kr	700	4.410	
2Q21	37	98	111	109	108	106	113	mio Kr	1.400	8.820	100%
1Q22	53	140	158	156	154	152	162	mio Kr	2.000	12.600	186%
% af total	5,1%	3,9%	4,1%	4,1%	4,0%	4,6%	3,7%				

Det observeres, at råvare stål indkøbet kan have meget store udsving afhængigt af indkøbstidspunktet og med den største LME variation muligvis kan forårsage en omtrentlig omkostningsvariation i størrelsesorden 4 % for de forskellige HVDC-platforme og 5% for AC-platformene.

2.4 Vindmøller og fundamenter

2.4.1 Omkostningsbasis antaget

Basisomkostningen til produktion og installation af 15 MW vindmøller og fundamenter er ansat til 157 mio kr/stk.

2.4.2 Opbygning af priselement

Ens omkostninger er antaget for vindmøllekomponenten, mens en differentiering af fundamenternes omkostninger afhængigt og forholdsmæssigt med vanddybden er søgt bestemt ud fra den gennemsnitlige vanddybde indenfor de pågældende 1 GW områder.

Tabel 2-16 Beregningsmetodik – vindmøller og fundamenter

Vindmøller				L2	L1	L3	L4	L6	L7	L5	L8	L9	L10	31.29		L2
Vindmøller	0.1147	miaKr/stk	stk	67	67	67								23.05		67
	157.2	mioKr/styk		38.2	39.5	39.3	47.5	35.8	37.6	41.5	37.4	43.7	43.6			38.2
Fundamenter	0.042	miaKr/stk	stk	94.5%	97.7%	97.3%	117.5%	88.6%	93.0%	102.7%	92.6%	=+SUMPRODUCT(T83:AC83;T85:AC85)*\$I85				

2.4.3 Baggrund for priserne

Omkostningerne er baseret på enhedsomkostningerne anvendt i Finscreening af Havarealer til etablering af nye havmølleparker med direkte forbindelse til land, COWI Maj 2020. Den primære kilde til estimatet er International Energy Agency's Offshore Wind Outlook 2019. Finscreeningen redegør udførligt for dette og sammenligner ligeledes prisniveauet med antagelserne i Energistyrelsens Teknologikatalog.

2.4.4 Vurdering af usikkerhed

COWIs omkostningsvurdering er ikke baseret på konkrete estimater af delelementer så som WTG- eller Fundaments produktion, Transport & Installation, Test etc.

WTG'er i størrelsesorden 15 MW har ikke været markedsført i 2020. Derved er tilgængeligheden af pålidelige budgetomkostninger yderst begrænset og har ikke været tilgængelige for COWI.

Omkostningsestimatet er derfor underlagt betydelige usikkerheder som kortfattet er kommenteret nedenfor, men ikke kan kvantificeres ud fra det bestående datagrundlag.

- > Fabrikation
- > Stål
- > Brændstof
- > Transport & installation

Ligesom for HVDC Landstationerne er der dog lavet en følsomhedsanalyse +/- 30% med WTG'ernes omkostningsniveau på de samlede omkostninger, når de forskellige scenarier bliver sammenlignet.

Tabel 2-17 Følsomhedsanalyse - WTG

	Bornholm	Nordsøen					
		Sænkekasse Ø			Platform Klynge		
		2 GW	3GW S1	3GW S2	10GW S3	Central	
3GW	10GW					10GW	
Totale Omkostninger		DK&NL	DK&NL	DK&NL	DK&NL	DK&NL	DK&NL
70%	33,0	49,0	50,3	178,6	49,7	188,1	187,9
80%	35,1	52,1	53,4	189,1	52,8	198,6	198,4
90%	37,2	55,2	56,5	199,7	55,9	209,1	209,0
100%	39,4	58,4	59,7	210,2	59,1	219,7	219,5
110%	41,5	61,5	62,8	220,7	62,2	230,2	230,0
120%	43,6	64,6	65,9	231,3	65,3	240,7	240,6
130%	45,7	67,7	69,0	241,8	68,5	251,3	251,1

Et andet perspektiv på omfanget og konsekvens af WTG omkostningernes usikkerhed på det totale sammenligningsgrundlag kan være at tilgodese værdierne, som er anvendt i forbindelse med den netop udførte "Opdatering af dele af finscreeningen fra 2020 samt finscreening af nyt havareal til etablering af havvindmølleparker, COWI, februar 2022", hvor en gennemsnitlig WTG omkostning ≈171.5 mio/kr er antaget. (Svarende til ≈+ 9% øgning).

Tabel 2-18 WTG omkostninger – CBA rapport sammenholdt med seneste finscreening.

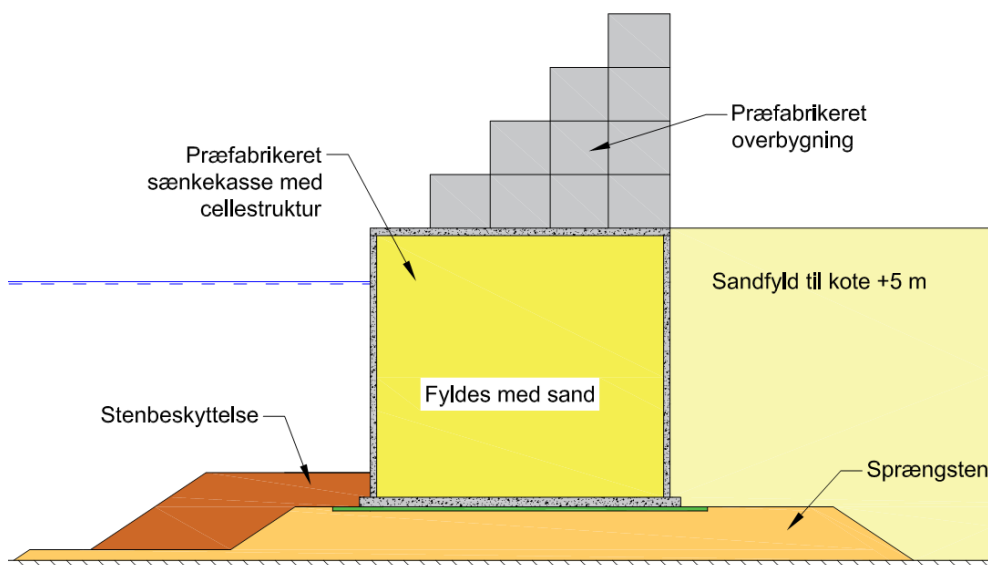
	Bornholm	Nordsøen						
		Sænkekasse Ø			Platform Klynge			
		2 GW	3GW S1	3GW S2	10GW S3	Central		Decentral
3GW	10GW					10GW		
Totale Omkostninger [mia Kr]		DK&NL	DK&NL	DK&NL	DK&NL	DK&NL	DK&NL	
CBA Report 4Q20	39,4	58,4	59,7	210,2	59,1	219,7	219,5	157,2 mio Kr/WTG
Finscreening 1Q22	41,4	61,4	62,7	220,5	62,2	229,9	229,8	171,5 mio Kr/WTG

Øgningen på de totale samlede omkostninger vil være ca. 5 %.

2.5 Kunstig Ø

I dette afsnit gives en kort beskrivelse af basis og metode for udarbejdelsen af overslaget over anlægsudgifterne for den kunstige ø.

Et typisk tværsnit af en sænkekasseløsning er vist i Figur 2-1, og dette er anvendt for hele perimeteren af den kunstige ø.



Figur 2-1 Tværsnit af sænkekasseø.

I cost-benefit-analyse er der foretaget overslag for fire størrelser af den kunstige ø, scenarierne 1 til 4. Formen af den kunstige ø er regnet som rektangulær for at opnå et regulært areal samt havnebassin. De tilsvarende dimensioner (længde og bredde) samt omkreds og areal er vist i Tabel 2-19 og er brugt til at beregne mængder for de tre væsentligste materialer der indgår i den kunstige ø, dvs. beton, sten og sand.

Tabel 2-19 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 ²)	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

2.5.1 Opbygning af pris element

Tabel 2-20 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/m³ armeret beton.

Tabel 2-20 Materialeforbrug pr. meter sænkekasse med tilhørende stenbeskyttelse, samt sandfyld pr. kvadratmeter ø, bruges til at beregne de forskellige scenarier.*

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

* Det bemærkes, at tallene er simplificeret, da dette er et meget indledende studie.

Anvendte materialer for hver af de fire scenarier er angivet i Tabel 2-21. 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 2-21 Anvendte materialer for hver af de 4 scenarier. 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 ³]	350	420	680	700
Armeringsstål [1000xt]	60	70	110	115
Sten [1000xm ³]	1.150	1.400	2.240	2.320
Sand (i sænkekasse og fyld) [1000xm ³]	4.950	6.440	16.130	17.260

2.5.2 Baggrund for priserne

Alle enhedspriser er baseret på erfaringstal fra større marine projekter i Danmark og er fortrolige (2020 enhedspriser). Enhedspriserne omfatter omkredsstrukturen, sandfyld og havnen. Der er blevet kompenseret for de ekstra udfordringer forbundet med at bygge en ø 100 km fra kysten i et hårdt bølgeklima. De logistiske og vejrmæssige udfordringer resulterer i højere priser end for almindelige marine projekter f.eks. havnebyggerier.

Enhedsprisen for omkredsstrukturen er beregnet på basis af tværsnitsmængder og enhedspriser for sten, beton og sand afhængig af konstruktionsmetoder.

Enhedsprisen for sandfyld er baseret på en tilgængelig sandressource inden for 50-75 sømil. Enhedsprisen indeholder komprimering af sandet svarende til 25 DKK/m³.

Omkostninger vedrørende den beskyttede havn omfatter ca. 320 m kajkonstruktion. Kajkonstruktionen indeholder en sprængstensskrånning for at inddæmme sandfyldet, samt en pæledæk konstruktion inklusive stålpæle, topplade og scourbeskyttelse på skrånningen ud mod havnebassinet. Prisen er ca. 735 tDKK/m.

Generelt er faste omkostninger uafhængig af øens størrelse, og udgør mellem 10-17 % afhængig af størrelsen. De estimerede enhedspriser er estimeret og angivet i Tabel 2-22.

Tabel 2-22 Overordnede enhedspriser, der er anvendt til beregning af CAPEX for de 4 scenarier.

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

Baseret på omkreds og areal samt en vanddybde på 26 m, er der beregnet et prisestimat for de fire scenarier under antagelse af at øen bygges i en fase. Resultatet for en 46 ha ø er vurderet i Tabel 2-23. I dette scenarie er sænkekasse-øen udbygget til 10 GW og den inkluderer en havn.

Tabel 2-23 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 (2 ha havnebassin)	235
Total (afrundet)	10.400

2.5.3 Vurdering af usikkerhed

Usikkerheden på prisoverslaget er på dette niveau af projektet i størrelsen 50%.

Prisoverslaget udarbejdet for den kunstige ø ifm. cost benefit analysen er foretaget i en tidlig fase af projektet, hvor der endnu ikke foreligger detaljerede informationer om vind og bølger samt geotekniske forhold. Endvidere er prisoverslaget baseret på et koncept af konstruktionerne og antagelser af, hvordan entreprenørerne kan bygge øen under vanskelige vind- og bølgeforhold og i stor afstand fra kysten.

Usikkerheden på prisoverslaget vil formindskes efterhånden som projektet udvikles og bliver mere og mere veldefineret.

Metoden der bruges af Trafikministeriet er beskrevet i "Manual for samfundsøkonomisk analyse på transportområdet, Marts 2015", og bruges i stor udstrækning for offentligt finansierede projekter og indeholder to projektfaser som beskrevet i nedenstående uddrag:

4.1.2. Værdisætning i forskellige analysefaser af projektet

I den indledende fase kan opgørelsen af anlægsomkostninger bygge på et overslag, der repræsenterer et bedste skøn ud fra den tilgængelige viden. I praksis er opgørelsen baseret på erfaringstal for lignende projekter, som f.eks. prisen per kilometer vej eller per kilometer jernbane af forskellig karakter.

Indledende fase

I den første og indledende forundersøgelse bliver anlægsomkostningerne (det foreløbige basisoverslag) opregnet med en korrektionsreserve på 50 pct. som følge af principperne i "Ny Anlægsbudgettering" (Transportministeriet, 2010). Selve basisoverslaget må ikke indeholde egentlige reserver, idet disse udmåles i korrektionsreserven. Basisoverslaget plus korrektionsreserven benævnes anlægsoverslaget²⁴.

Afsluttende fase

I den anden fase udarbejdes der et mere detaljeret basisoverslag, som baseres på en erfaringsbaseret enhedspris gange et detaljeret mængdeestimat. Basisoverslaget kan desuden indeholde en budgetpost for henholdsvis særlige konstruktioner²⁵ og/eller særlige risici. Sidstnævnte er ikke en egentlig reserve, men en konkret begrundet budgetpost.

Basisoverslaget bliver opregnet med et erfaringsbaseret korrektionstillæg på 30 pct.²⁶ Det giver projektets totaludgift, svarende til de anlægsomkostninger, der indgår i den endelige samfundsøkonomiske analyse.

Internationalt bruges ofte metoden fra "American Association of Cost Engineering (AACE)" som beskrevet i "AACE International Recommended Practice No. 18R-97". Denne opdeler projektudvikling i fem klasser som vist i nedenstående figur og tabel.

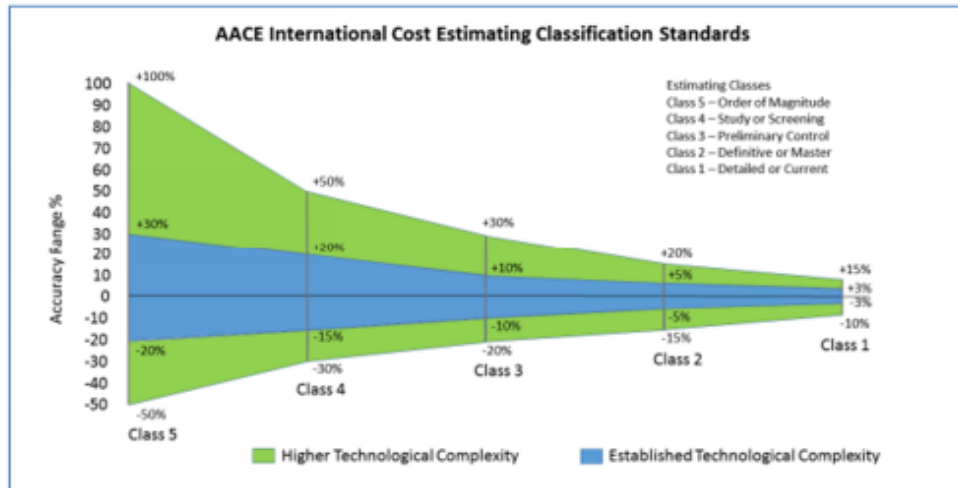


Figure 1 – Cost Estimating Accuracy During Project Development (AACE International)

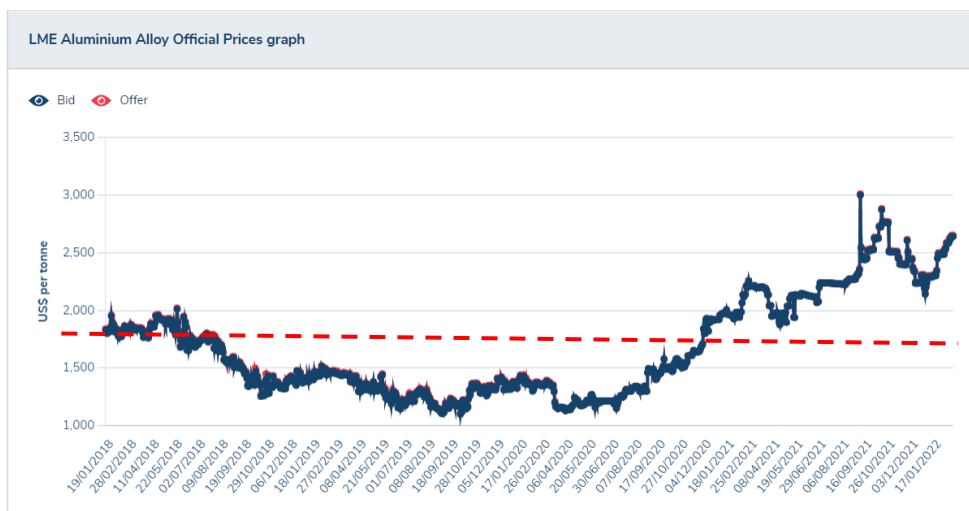
ESTIMATE CLASS	Primary Characteristic	Secondary Characteristic			
	LEVEL OF PROJECT DEFINITION Expressed as % of complete definition	END USAGE Typical purpose of estimate	METHODOLOGY Typical estimating method	EXPECTED ACCURACY RANGE Typical variation in low and high ranges [a]	PREPARATION EFFORT Typical degree of effort relative to least cost index of 1 [b]
Class 5	0% to 2%	Concept Screening	Capacity Factored, Parametric Models, Judgment, or Analogy	L: -20% to -50% H: +30% to +100%	1
Class 4	1% to 15%	Study or Feasibility	Equipment Factored or Parametric Models	L: -15% to -30% H: +20% to +50%	2 to 4
Class 3	10% to 40%	Budget, Authorization, or Control	Semi-Detailed Unit Costs with Assembly Level Line Items	L: -10% to -20% H: +10% to +30%	3 to 10
Class 2	30% to 70%	Control or Bid/Tender	Detailed Unit Cost with Forced Detailed Take-Off	L: -5% to -15% H: +5% to +20%	4 to 20
Class 1	50% to 100%	Check Estimate or Bid/Tender	Detailed Unit Cost with Detailed Take-Off	L: -3% to -10% H: +3% to +15%	5 to 100

Notes: [a] The state of process technology and availability of applicable reference cost data affect the range markedly. The +/- value represents typical percentage variation of actual costs from the cost estimate after application of contingency (typically at a 50% level of confidence) for given scope.
 [b] If the range index value of "1" represents 0.005% of project costs, then an index value of 100 represents 0.5%. Estimate preparation effort is highly dependent upon the size of the project and the quality of estimating data and tools.

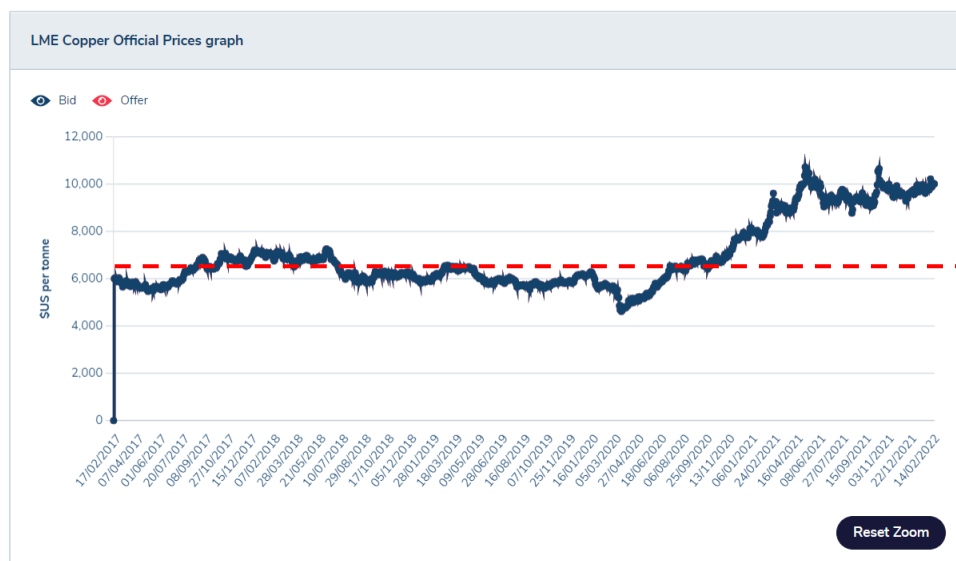
Cost benefit analysen kan klassificeres som Class 4-5 idet der endnu ikke foreligger detaljerede informationer om vind og bølger samt geotekniske forhold, og at koncept og byggemetode for konstruktionerne er baseret på indledende antagelser mht. at øen skal bygges under vanskelige vind- og bølgeforhold og i stor afstand fra kysten.

Usikkerheden på prisoverslaget ifm. cost benefit analysen er således vurderet til at være +50%.

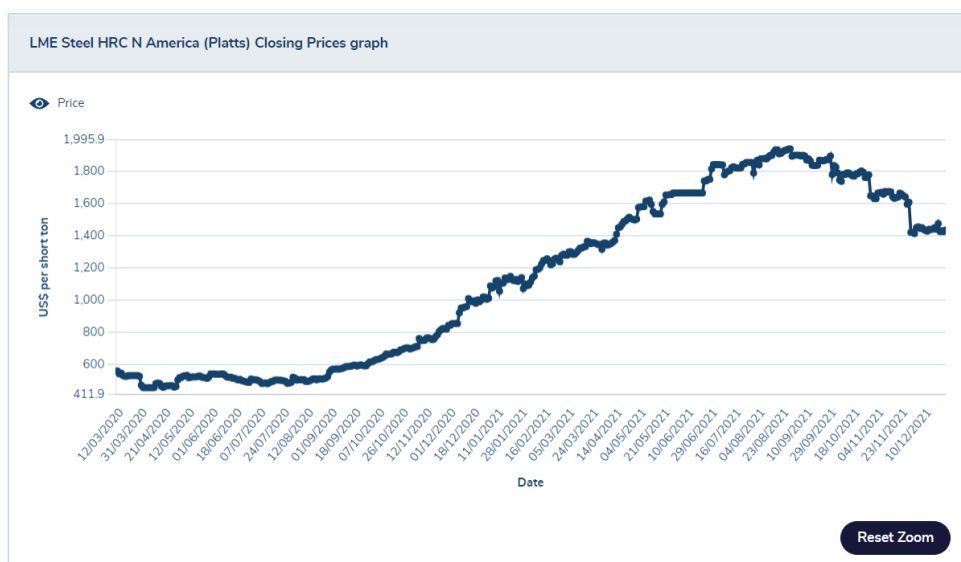
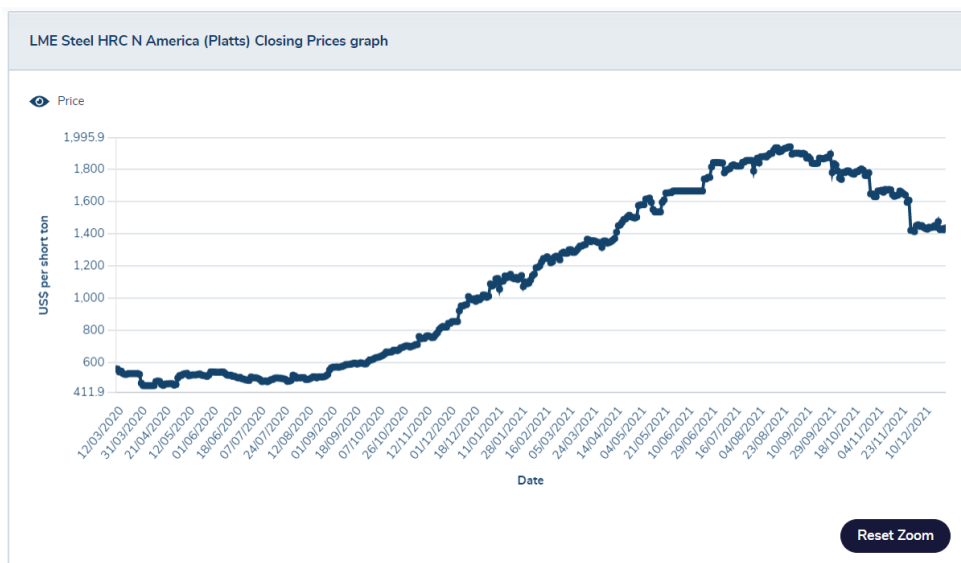
Bilag A LME Notering historik



Aluminiumnoteringen har fluktueret omkring ca. 1750 USD/t med 1000 USD/t som minimum og 2800 USD/t. Dette svarer til ca. +/- 50% på råmaterialeprisen. Stigningen fra Nov 20 → Jan 22 har været 1750 →2500 USD/t. (≈+ 43%).



Kobbernoteringen har fluktueret omkring ca. 7000 USD/t med 4000 USD/t som minimum og 10000 USD/t. Dette svarer til ca. +/- 40% på råmaterialeprisen. Stigningen fra Nov 20 → Jan 22 har været 7000 →10000 USD/t. (≈+ 33%)



Udviklingen af stålindkøbsprisen kan procentvis tilnærmes ved ovenstående kurver.

3Q20: ≈ 700 \$US/t // 1Q22: 1400 \$US/t svarende til $\approx +100\%$ stigning.

Det bemærkes, at et indkøb i 3Q21: ≈ 2000 \$US/t svarende $\approx +180\%$ stigning.

Bilag B USD Valutakurs historik

USD Valuta kursen er ansat til 6.3 nogenlunde gældende for Jun20 ... Oct20 og sammenfaldende med OSS/Eksport kabelpriserne fra VW.



USD-kursen er steget fra Oct 20 $\approx 6.3 \rightarrow$ Feb 22 ≈ 6.5 (+ 3%) og (+8% såfremt Dec 20 regnes som base).

+/- 5% fluktuation for valutakursen antages for vurdering af usikkerhed på omkostningerne.



En del af enhedsomkostningerne er baseret på USD og EUR.

EUR kursen antages til 7.45 DKK/EUR

USD kursen Feb20-Feb22 har varieret 6-7 UDS

Bilag C Brændstofpris historik

Omkostningsberegningen for transport & installation af søkablerne er ikke dekomponeret til en detalje hvor brændstofs forbruget er identificeret. Nedenstående derved kun relevant ved en kvantisering af omkostningsestimatets usikkerhed begrundet i fluktuationer af brændstofpriserne.



Det observeres at brændstofomkostningerne har været øget 4Q20 50 \$ → 1Q22 95 \$ (~+ 80%).

ADRESSE COWI A/S
Parallelsvej 2
DK-2800
Kongens Lyngby
Danmark
TLF 56 40 00 00
FAX 56 40 99 99
E-MAIL cowi@cowi.dk
WWW cowi.dk