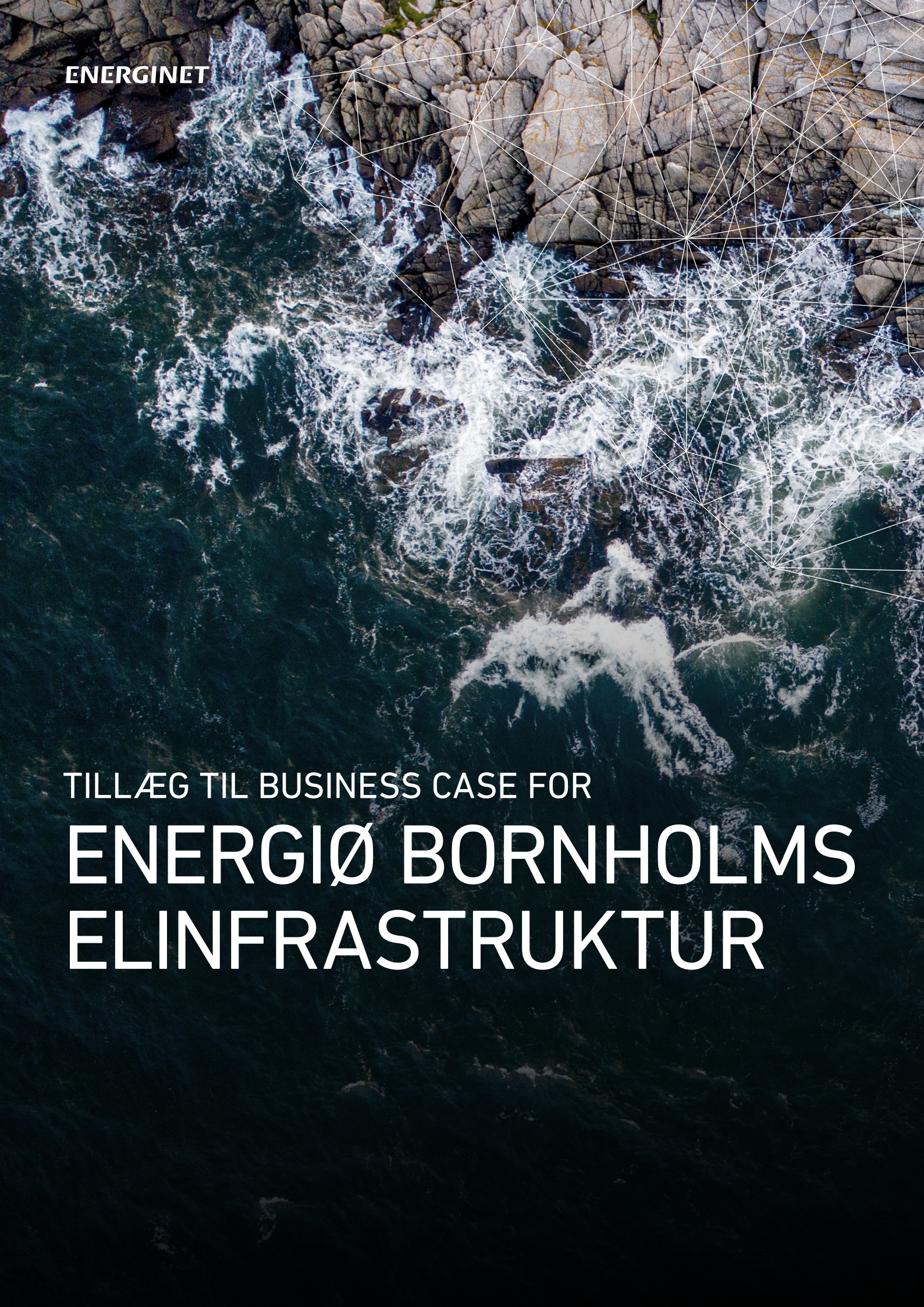
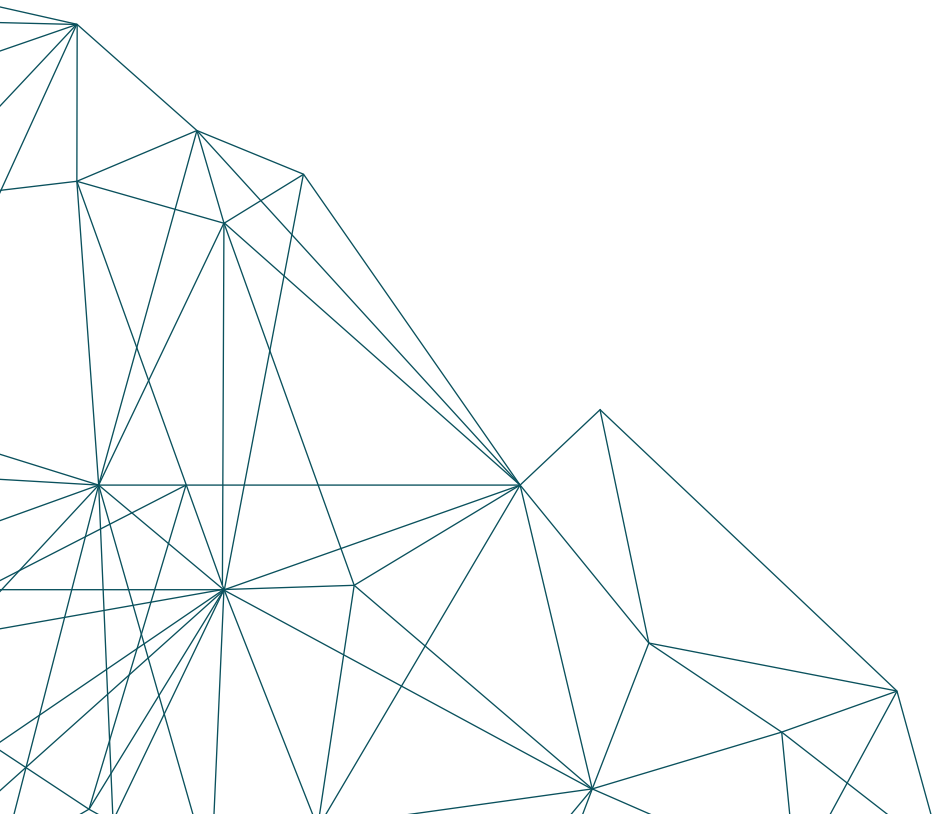




ENERGINET

TILLÆG TIL BUSINESS CASE FOR
**ENERGIØ BORNHOLMS
ELINFRASTRUKTUR**



Energinet, oktober 2024.

**Tillæg til business case for
Energiø Bornholms elinfrastruktur**

Godkendt af Energinets koncernbestyrelse
30. oktober 2024.

Energinets formål ifølge Lov om Energinet:
Energinets formål er at eje, drive og udbygge
overordnet energiinfrastruktur, varetage
opgaver med sammenhæng hertil og herved
bidrage til udviklingen af en klimaneutral
energiforsyning.

Energinet skal varetage hensyn til forsynings-
sikkerhed, klima og miljø samt sikre åben
og lige adgang for alle brugere af nettene og
effektivitet i sin drift.

INDHOLDSFORTEGNELSE

Fornyelse ansøgning om § 4-godkendelse	4
Gevinster og omkostninger	6
Tekniske ændringer	10
Økonomiske ændringer	14
Forudsætninger for Energinets investeringsbeslutning	18

FORNYET ANSØGNING OM § 4-GODKENDELSE

Energinet fik i 2021 til opgave at udvikle de nødvendige elforbindelser og elanlæg, som skal fordele strømmen fra Energiø Bornholms kommende havvindmølleparker til elnettene i Danmark og Tyskland.

4. oktober 2022 godkendte klima-, energi- og forsyningsministeren projektet Energiø Bornholms elinfrastruktur på baggrund af beskrivelser af tekniske løsninger og økonomiske analyser mv., som Energinet havde leveret – herunder ikke mindst Energinets business case for Energiø Bornholms elinfrastruktur.¹

Siden 2022 har vilkårene for realiseringen af projektet imidlertid ændret sig så betydeligt, at der er behov for at søge om et fornyet politisk mandat i henhold til Lov om Energinet. Dette i henhold til følgende vilkår i klima-, energi- og forsyningsministerens § 4-godkendelse 4. oktober 2022: *"Såfremt der påtænkes væsentlige ændringer af projektet, skal dette meddeles Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet uden unødige forsinkelser med henblik på særskilt godkendelse af ændringerne."*

Formålet med Energiø Bornholm har ikke ændret sig. Anlæggenes tekniske konfiguration er også grundlæggende den samme til trods for enkelte ændringer, som man kan orientere sig om længere fremme i dette tillæg. Men der er betydelige ændringer af de estimerede anlægsomkostninger og af projektets tidsplan. Det er de ændringer, som er baggrunden for, at Energinet søger om en fornyet godkendelse af projektet.

Siden 2022 har Energinet forberedt og gennemført markedsdialoger og udbud af elkabler og højspændingsstationer til projektet. For højspændingsstationerne er det sket i et samarbejde med Energinets tyske partner i projektet, 50Hertz.

50Hertz finansierer halvdelen af højspændingsstationen på Bornholm og hele kablet fra Energiø Bornholm til Tyskland.

Evalueringen af de indkomne tilbud har bekræftet den overordnede tendens i markedet for udstyr, der skal bruges til elektrificering og grøn omstilling. Nemlig, at den øgede efterspørgsel de senere år har medført markant højere priser og længere leveringstider. Samtidigt har den ekstraordinært høje inflation også presset priserne opad.

Konkret betyder det, at de samlede anlægsomkostninger for den danske del af projektet er steget fra 17 mia. DKK til [REDACTED] set i forhold til business case-budgettet i 2022, hvilket svarer til en stigning på [REDACTED] efter inflationsfremskrivning af 2022-budgettet. Fratrukket 50Hertz's andel af omkostninger til anlægget på Bornholm, udgør Energinets andel af anlægsomkostningerne 24 mia. DKK.

De længere leveringstider betyder også, at tidsplanen for projektet er ændret fra 2030 til 2034. Forbindelsen mellem Bornholm og Tyskland kan tages i drift i 2032, mens forbindelsen til Sjælland og det samlede projekt er færdig til brug i 2034.

Siden 2022 har Energinet gennemført forskellige tiltag med henblik på at minimere anlægsomkostninger og at opnå en tidsplan, der kommer tættest muligt på det politiske mål om at realisere Energiø Bornholm i 2030. I samarbejde med 50Hertz har Energinet designet og gennemført en udbudsproces, der har optimeret chancerne for at komme hurtigt i leverandørernes ordrebøger, ligesom justeringer undervejs alt andet lige har medført et mindre omfattende anlæg og en mere optimal tidsplan end ellers.

¹Læs business casen fra 2022 her

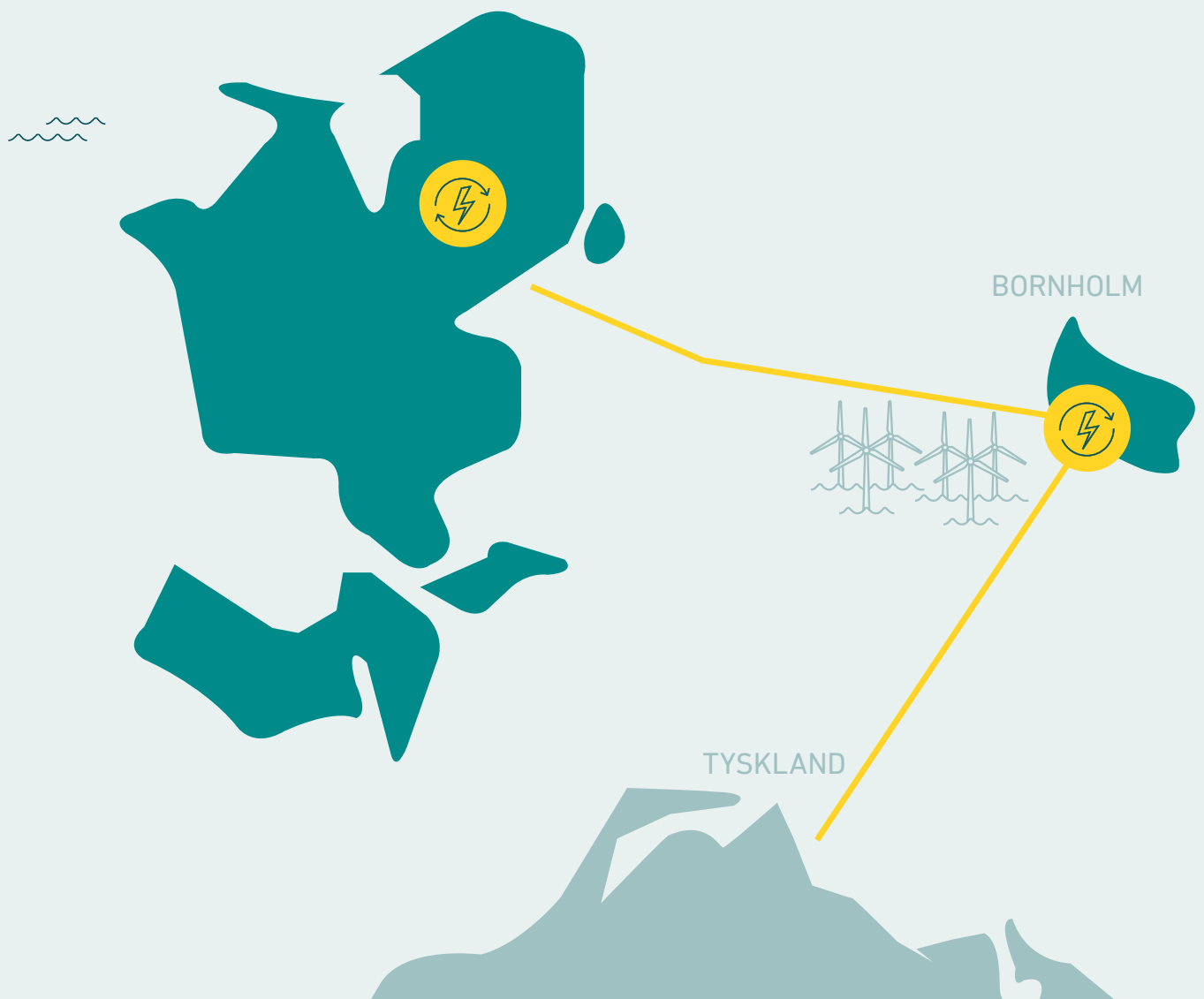
Den mest betydelige justering af projektet er i den forbindelse, at projektet ikke længere arbejder med at etablere et antal såkaldte jævnstrømsafbrydere til at begynde med, men kun sikrer, at de senere kan etableres. Jævnstrømsafbrydere er nødvendige for senere udvidelser af Energiø Bornholm med flere udlandsforbindelser. Dette betyder færre initiale omkostninger og alt andet lige også en mere optimal tidsplan.

Til sidst skal nævnes, at Energinet forventer afklaring på ansøgning om støtte fra EU-Kommissionens Connecting Europe Facility-midler. Afklaringen forventes at falde senest i begyndelsen af 2025. Hvis der gives tilsagn om det fulde ansøgte beløb, vil det forventeligt nedbringe Energinets beskrevne anlægsudgifter med ca. 4,6 mia. DKK (inklusive renteeffekt).

Energiø Bornholm

3 GW havvind skal opstilles i havet ud for Bornholm og fordeles med elkabler på havbunden til Sjælland og Tyskland.

Ud over de 3 GW kan havvindsudvikler opstille maksimalt 800 MW såkaldt overplanting, der fx kan bruges til brintproduktion uden først at skulle transporteres som strøm i det kollektive transmissionsnet.



GEVINSTER OG OMKOSTNINGER

Historien om energiøer i Danmark begyndte for alvor, da et bredt flertal af Folketinget i 2020 indgik en aftale om at etablere to energiøer i Danmark. I Nordsøen er planen at etablere en energiø som en samling af platforme cirka 100 kilometer ude i havet fra Vestkysten. I Østersøen er det Bornholm, som bliver energiø og dermed knudepunkt for opsamling og fordeling af grøn strøm fra hundredvis af havvindmøller cirka 15 kilometer ud fra Bornholms sydlige kyst.

Værdien af energiøer

Energiøer markerer en ny fase i udbygningen af havvind, hvor større mængder af havvind skal høstes længere ude på havet end hidtil, og hvor energien fra havvinden skal føres direkte fra havet til flere lande på én gang.

Energiøer skal være med til at sikre, at havvind i de kommende år kan forsyne alle dele af samfundet med grøn energi både i Danmark og i Europa. Havvind fra energiøerne skal forsyne den direkte elektrificering af for eksempel biler og varme. Men energiøer skal i høj grad også bidrage til den indirekte elektrificering. Ved hjælp af elektrolyse skal den grønne strøm fra energiøernes havvind bidrage til produktionen af brint og grønne brændstoffer til tung industri, fly og skibe.

Siden der i 2020 blev truffet dansk politisk beslutning om energiøer, har også EU og en række nordeuropæiske lande indskrevet storskala havvind og energiøer som centrale virkemidler i planer for den europæiske grønne omstilling – i en erkendelse af, at uden et net af elforbindelser, brintforbindelser og store vindmølleparker på havet kan

EU ikke nå sine mål for grøn omstilling af energisektoren frem mod 2050. Et par vigtige hjørneflage er således blevet plantet med Oostende-erklæringen og Marienborg-deklarationen², hvor statsledere dedikerede sig til målsætninger om 300 GW havvind i Nordsøen og 93 GW havvind i Østersøen frem mod 2050.

Politisk fokus på storskala havvind og herunder energiøer har siden 2020 sat sig tydelige spor i de nordeuropæiske landes aftaler, i nationale energiplaner og i konkrete projekter. Tyskland har planer om 66 GW havvind og en udbygning af en klynge af sammenkoblede offshore platforme i Nordsøen. Nederlandene har ambitiøse planer om mindst 72 GW havvind inden 2050, og den hollandske TSO, TenneT, har forudbestilt 14 stk. 2 GW-offshore platforme, der skal fungere som et net af energiøer tilsluttet flere landes energisystemer. Belgien er i gang med at bygge deres første energiø.

Energiøer er komplekse, internationale projekter, som vil medføre gevinster over tid og fordelt på mange lande og mange aktører i energisektoren. Derfor er det noget sværere end for mere simple projekter (fx elektriske udlandsforbindelser eller radiale vindmølleparker) at beregne den samlede samfundsøkonomi af energiøer. Ikke desto mindre findes der analyser og modelleringer, som peger på væsentlige gevinster ved at udbygge havvind i større skala og som led i en samlet dansk og europæisk energiomstilling med hjælp fra energiøer i årene, der kommer.

Senest har Ea Energianalyse for TSO-konsortiet North Sea Wind Power Hub lavet markedsmodelleringer,

²Læs Oostende-erklæringen her

Læs Marienborg deklarationen her

som viser, at energiøer i form af knudepunkter i et net af el- og brintforbindelser på havet er blandt de mest omkostningsoptimale løsninger for at komme i mål med de europæiske landes energipolitiske målsætninger.

Studiet viser en markedsudvikling, hvor halvdelen af det europæiske havvindspotentiale i 2050 høstes ved hjælp af energiøer eller hubs and spokes, som de også kaldes. Op imod halvdelen af havvindspotentialet vil gå til brintproduktion, og Europa vil have en væsentlig højere grad af selvforsyning med brint med energiøer end uden.

Værdien af Energiø Bornholms elinfrastruktur

Ovenstående fortæller, at der er behov for energiøer i den grønne omstilling i Europa; at der i de senere år er investeret både politisk og økonomisk kapital i udviklingen af dem; og at de på sigt kommer med en række gevinstmuligheder på tværs af grænser. Det er et relevant baggrundsbillede, når der skal træffes beslutning – også om Energiø Bornholms elinfrastruktur.

Danmark og Tyskland har både på regeringsniveau og på TSO-niveau indgået aftaler om Energiø Bornholm. Aftalerne rummer klar enighed om roller samt fordeling og opgørelse af omkostninger og andel af havvind mv. Både fra dansk og tysk side vil projektet forventeligt kræve statslige investeringer og subsidier, hvis det skal gennemføres.

Selvom energiøer er nødvendige i Europas grønne omstilling og vil komme med markante gevinster for Europas lande, er det ikke muligt med nuværende, anerkendte beregningsmetoder at påvise en positiv

samfundsøkonomi for enkeltstående energiøprojekter – således heller ikke for Energiø Bornholm.

I Energinets business case fra 2022 opgøres den samfundsøkonomiske nettogevinst ved at forbinde Energiø Bornholm til såvel Sjælland som Tyskland til 20 milliarder kroner relativ til, hvis Energiø Bornholm kun forbindes til Sjælland. Konklusionen om, at Energiø Bornholm giver en bedre samfundsøkonomi, hvis strøm fra vindmølleparkerne både forbindes til Sjælland og til Tyskland, er fortsat gældende. Men beregningen handler kun om værdien af den infrastruktur, som Energinet etablerer og medtager derfor ikke omkostninger til etablering af havvinden. Energistyrelsen har ansvaret for at beregne den samlede samfundsøkonomi for Energiø Bornholm, og dette vil indgå i den danske politiske stillingtagen til det samlede Energiø Bornholm-projekt.

Den nye forbindelse mellem Tyskland og Sjælland, som bliver en del af Energiø Bornholm, vil styrke forsynings sikkerheden ved at øge antallet af udenlandske forbindelser. Dette gør elsystemet mere robust over for udsving og afbrydelser, hvilket særligt vil gøre sig gældende for DK2 (Sjælland mm.).

I nedenstående grafik har vi samlet resultater af Energinets opdaterede beregninger og analyser af omkostninger og nogle centrale gevinster for projektet Energiø Bornholms elinfrastruktur. Her zoomer vi altså ind på selve projektet, men for en samlet vurdering af projektets rationale bør man også have ovenstående langsigtede behov og gevinstmuligheder in mente.

RISIKOVURDERING

I forhold til business case i 2022 er vigtige usikkerheder nu reduceret. Tilbud fra leverandører har givet klarhed over betydningen af et

overophedet marked. Tekniske usikkerheder er også reduceret i takt med, at flere valg er truffet om det tekniske design frem mod kontraktunder-

skrivelse. Der er dog stadig risici i projektet, hvoraf de tre væsentligste er oplistet her.

1

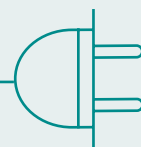
Energinet kan ikke opnå selskabsøkonomisk risikoafdækning for eventuelle strandede omkostninger, budgetoverskridelse eller risiko for at skulle kompensere havvindenergiproducenter ved forsinkelser.

2

Energinet kan ikke få godkendt en tarifmetode ved tilsynet, og derfor mangler der afklaring af fordelingen og opgørelsen af omkostninger mellem havvindenergiproducenter og forbrugere, og dermed grundlag for politisk afklaring af støttebehov.

3

Det kan vise sig vanskeligt at blive enige om en ny samarbejdsaftale mellem Energinet og 50Hertz inden frist for leverandørkontrakter.





12,1 TWh
(FØR 50HERTZ BETALING)

Anlægsomkostning for den del af Energinet Bornholms elinfrastruktur, som Energinet kommer til at bygge, eje og drive. Det er en stigning på **12,1 TWh** i forhold til business casen i 2022 efter inflationsfremskrivning af 2022-budgettet.

24,3 MIA. DKK
(EFTER 50HERTZ BETALING)

De væsentligste årsager er stigende komponentpriser i et presset marked samt inflation. Energinets forventede andel udgør 24,3 mia. DKK efter 50Hertz betaling.

3,5 MIA. DKK

Den forventede danske andel af CEF-støtte, hvis denne opnås (faste 2024-priser). Energinet og 50Hertz har søgt EU-kommissionen om støtte gennem CEF. En afklaring på, om og med hvilket beløb projektet opnår CEF-støtte, forventes primo 2025.

1,6 ØRE
PR. KWH

Fald i elpris i Østdanmark i 2050 – Elprisen er den rene handelspris for el uden tariffer og afgifter.



10.000
TONS

REDUKTION AF CO2-UDLEDNING FRA EL-PRODUKTION I DANMARK I 2050

800.000
TONS

REDUKTION AF CO2-UDLEDNING FRA ELPRODUKTION I EUROPA I 2050

12,1 TWh

INDPASNING AF VEDVARENDE ENERGI FRA SOL OG VIND I DANMARK I 2050

10,1 TWh

INDPASNING AF VEDVARENDE ENERGI FRA SOL OG VIND I EUROPA I 2050



TEKNISKE ÆNDRINGER

Som nævnt har den helt grundlæggende tekniske konfiguration af anlæg til Energiø Bornholms elinfrastruktur ikke ændret sig siden Energinets business case fra 2022. Den består fortsat af følgende fire dele:

- En station på Bornholm, hvor 3 GW havvind ved Bornholm kan tilsluttes transmissions-nettet.
- En 1,2 GW jævnstrømsforbindelse mellem station Bornholm og station Lindehøj på Sjælland (i oprindelig business case hed denne station Solhøj).
- En station ved Lindehøj på Sjælland, hvor 1,2 GW havvind ved Bornholm kan tilsluttes transmissionsnettet.
- En 2 GW jævnstrømsforbindelse mellem station Bornholm og Tyskland.

50Hertz etablerer jævnstrømsforbindelsen til Tyskland, mens de medfinansierer stationen på Bornholm med halvdelen af omkostningerne.

Ændringer af rammerne for anlæggene eller selve anlæggene

Siden Energinets business case i 2022 er der sket nogle udviklinger, som har medført ændringer af såvel rammerne for anlæggene som selve de tekniske anlæg. Ændringer, som er væsentlige, men som ikke ændrer på den funktionalitet, der er målet med Energiø Bornholm (en hybrid elforbindelse, der forbinder 3 GW havvind med det danske og det tyske elnet og samtidigt skaber en ekstra forbindelse mellem det danske og det tyske elmarked).

Ændringerne oplistes her:

- Baseret på markedsdialog er den tekniske anlægsløsning nu reduceret sådan, at der ikke i første omgang etableres jævnstrømsafbrydere, men kun reserveres plads til fremtidige brydersæt. Det betyder, at fremtidssikringen i forhold til nye udlandsforbindelser udskydes til netop fremtiden.
- På grund af nye politiske planer om udbygning af vedvarende energi, er det siden 2022 blevet klart, at vekselsstrømsdelen (AC) af en ny Station Lindehøj på Sjælland ikke kun er nødvendig for Energiø Bornholm. Den vil for eksempel også være nødvendig for at indpasse den fulde effekt af havvinden fra den kommende Kriegers Flak II. En væsentlig del af station Lindehøj (AC-delen) vil derfor skulle etableres, også hvis Energiø Bornholm ikke bliver til noget. Derfor indstilles etablering af station Lindehøj (AC) uanset beslutningen om Energiø Bornholm.
- Dele af de to stationer til Energiø Bornholm, som oprindeligt var planlagt som højspændingskomponenter i fri luft (såkaldte AIS-anlæg) bliver nu i stedet anlagt indendørs med såkaldt gasisolerede anlæg (GIS-anlæg). GIS-anlæg tager mindre areal op og isolerer de spændingsførende dele fra omgivelserne, hvorfor de fx foretrækkes i naturskønne områder og områder med høj befolkningstæthed.
- Længden af kabler i den danske del af projektet er reduceret, samlet set med 18 kilometer, fordelt med 9 kilometer på søkablet og 9 kilometer på landkabler. En lille ændring, men med økonomisk effekt, da kabler er dyre. Især på land er det samtidigt også en forbedring for projektets påvirkning af miljø og natur.

Opdateret beskrivelse af den samlede tekniske løsning

Energiø Bornholm består af anlæg på havet og på land. På havet vil der være havvindmøller med kapacitet på op til 3,8 GW med tilhørende kabelnet, og kabler til at føre strømmen i land på sydkysten af Bornholm. Ud af kapaciteten på 3,8 GW havvind er 800 MW planlagt til eventuel overplanting, som potentielt kan anvendes fx til brintproduktion. Havvindmøller og kabler til at føre strømmen i land fra havvindmøllerne skal etableres af den kommercielle aktør, som vinder havvindbuddet (også kaldet koncessionsvinder), hertil kommer selve havvindenergiproducenternes anlæg. Kabler og anlæg, der skal bruges til at slutte strømmen til det kollektive transmissionsnet, etableres som nævnt af Energinet.

Der bygges to stationsanlæg; et på Sjælland (station Lindehøj) og et på Bornholm (station Bornholm).

Omformerstationen på Bornholm vil blive bygget, så den fra start er forberedt med plads til seks felter til koncessionsejede anlæg og et multiterminal jævnstrømsanlæg med mulighed for op til fire sæt jævnstrømsafbrydere, der kan etableres i en senere fase til fremtidige udlandsforbindelser. Derudover er der afsat plads til tre transformere til tilkobling af Bornholms lokale elnet samt seks disponible felter til fremtidige behov som harmoniske filtre, storskala elforbrug (fx til Power-to-X) eller storskala elproduktion (fx store solcelleanlæg eller kystnære havvindsparker).

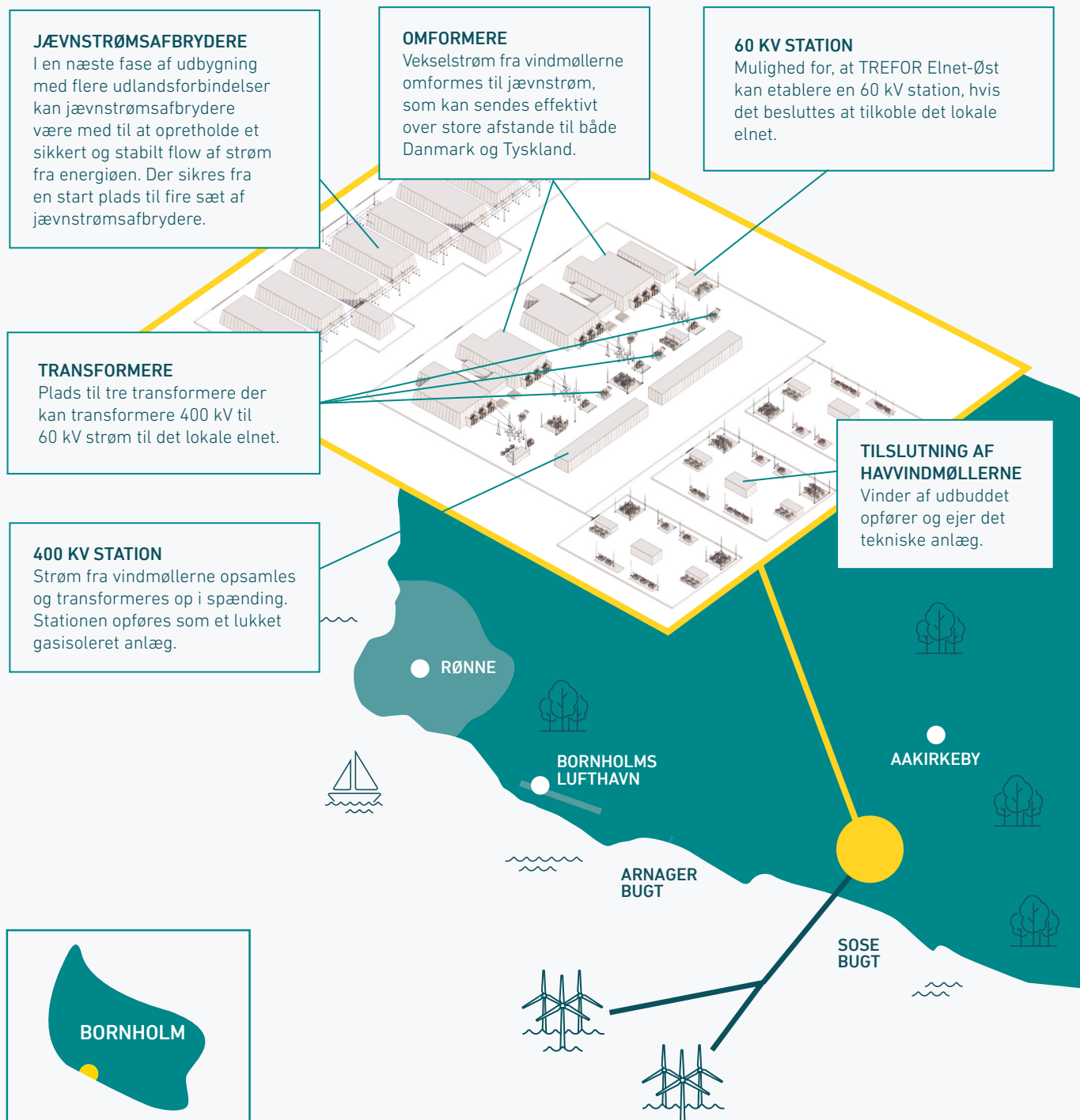
På Bornholm etableres to søkabler til Køge Bugt på Sjælland med en samlet kapacitet på 1,2 GW samt til Tyskland med kapacitet på 2 GW. Forbindelsen mellem Bornholm og Sjælland er på 200 km og udføres med 525 kV HVDC-søkabler med metallisk retur. På Bornholm vil anlæggene på land bestå af 10 km nedgravede landkabler og en ny omformerstation på det sydlige Bornholm.

På Sjælland vil der være 12 km nedgravede landkabler og en omformerstation med tilslutning til det nuværende højspændingsnet på 400 kV-niveau på Sjælland.

Strømmen fra Energiø Bornholm tilsluttes til det sjællandske elnet med en ny station i Høje Taastrup Kommune. Vi kalder den nu station Lindehøj, hvor den før hed Solhøj. Station Lindehøj vil bestå af et 525 kV jævnstrømsomformeranlæg og et 400 kV gasisoleret (GIS) vekselstrømsanlæg. I omformeranlægget tilsluttes kablerne fra Energiø Bornholm.

Vekselstrømsanlægget ved station Lindehøj (AC-anlægget) skal bruges til at koble nettet fra Energiø Bornholm på det sjællandske elnet, men anlægget vil derudover være nødvendigt, når strøm fra den kommende havvindmølleparken Kriegers Flak II skal tilsluttes omkring 2029, ligesom anlægget skal understøtte generel fremtidssikring af det resterende elnet på Sjælland. Tidsplanen for denne AC-station er derfor kritisk både for etablering af Energiø Bornholm, men også for sikring af tilslutning af VE på Sjælland.

STATION BORNHOLM



STATION LINDEHØJ

OMFORMERE

Her omformes jævnstrøm fra Energinet Bornholm og Tyskland til vekselstrøm, der kan sendes ud i det sjællandske elnet.

GIS-BYGNINGER

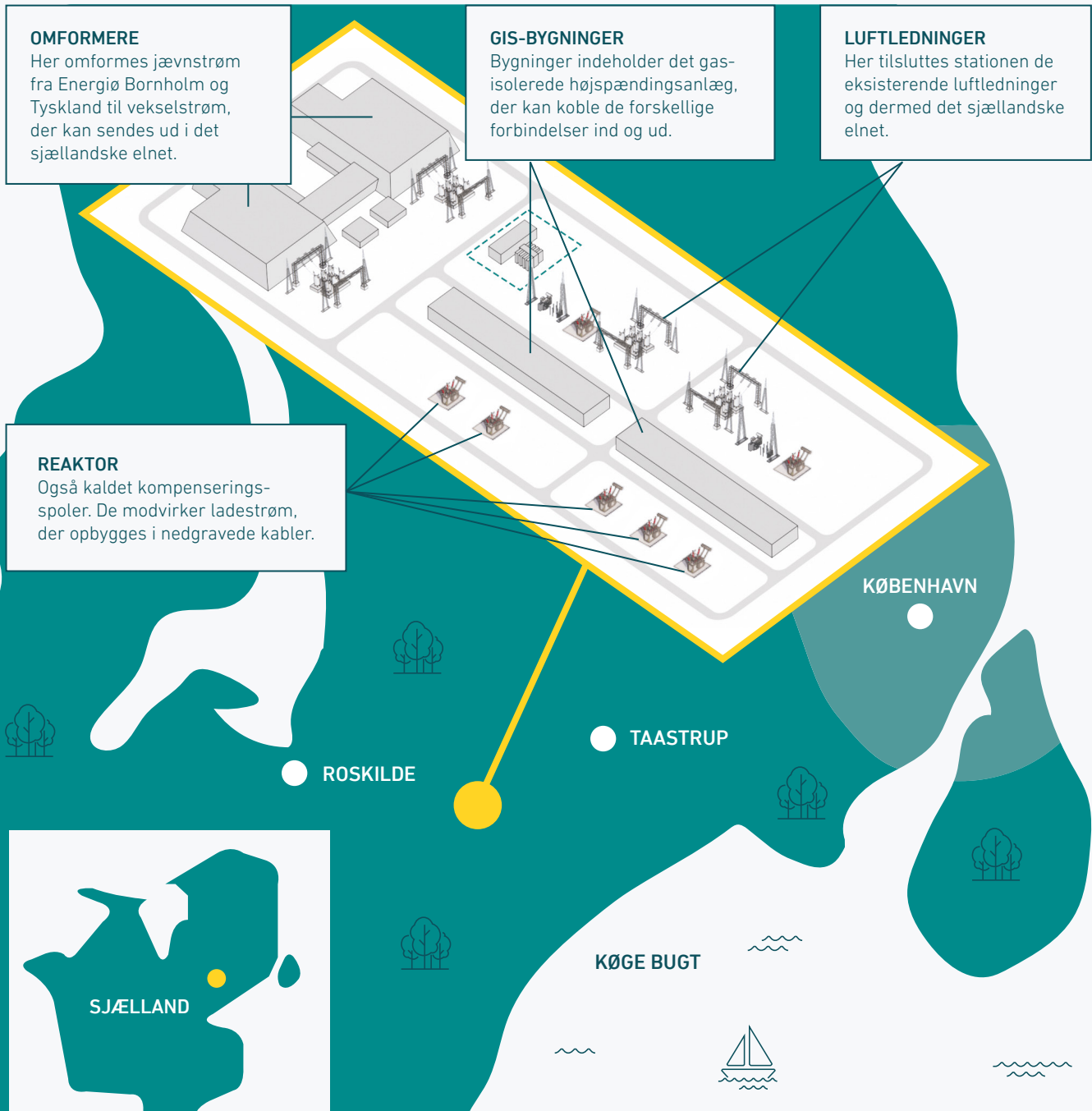
Bygninger indeholder det gas-isolerede højspændingsanlæg, der kan koble de forskellige forbindelser ind og ud.

LUFTLEDNINGER

Her tilsluttes stationen de eksisterende luftledninger og dermed det sjællandske elnet.

REAKTOR

Også kaldet kompenserings-spøler. De modvirker ladestrøm, der opbygges i nedgravede kabler.



ØKONOMISKE ÆNDRINGER

Siden godkendelsen af business casen for Energiø Bornholms elinfrastruktur har Energinet opdateret anlægsbudgettet baseret på de beskrevne tekniske ændringer og resultatet af udbuddene for konvertere og kabler. Som beskrevet tidligere har et presset marked drevet priserne op på både omformeranlæg og kabler grundet høj efterspørgsel og begrænset udbud.

Ændringer i anlægsomkostninger for Energiø Bornholms elinfrastruktur

Nedenfor er det samlede anlægsbudget for Energiø Bornholms elinfrastruktur sammenlignet med anlægsbudgettet i business casen fra 2022. De primære ændringer i anlægsbudgettet er relateret til posterne stationer, konstruktioner, kabler og byggerenter. Anlægsbudgettet er opgjort uden CEF-støtte.

Jævnstrømsafbrydere

Business case-budgettet for stationer inkluderede omkostninger til jævnstrømsafbrydere. Disse er fjernet fra det indstillede anlægsbudget, da de ikke er nødvendige på nuværende tidspunkt, og det er vurderet, at teknologien er for umoden. Jævnstrømsafbrydere udgjorde [redacted] i 2022-priser i det oprindelige business case-budget.

Fra AIS til GIS-anlæg

Både station Bornholm og station Lindehøj blev oprindeligt budgetteret som 400 kV AIS i business casen fra 2022. Station Bornholm er nu udvidet fra 16 til 20 felter og teknologien er skiftet fra et friluftsanlæg (AIS) til et GIS-bygningsanlæg af hensyn til størrelsen af stationsarealet og til den omkringliggende natur samt nærtliggende by- og beboelsesområder. Tilsvarende er station Lindehøj udvidet fra 9 til 16 felter og teknologien er skiftet fra AIS til grøn GIS.

Ændringen i teknologi fra AIS til GIS ligger også til grund for difference i omkostninger til konstruktioner på [redacted] da GIS-anlæggene er placeret inde i nye bygninger. Den resterende difference kan blandt andet forklares i behov for større konverterbygninger end antaget i oprindeligt budget samt inflation og ændret markedssituation.

Kabler

Kabler udgør en difference på [redacted] primært grundet den markant ændrede markedssituation samt ny viden om installationsforhold og inflation.

Renter

I business casen blev renteberegningen til budgettet foretaget på baggrund af en variabel rente. Denne metode er blevet erstattet med en fastrentesats for havvindsandelen af budgettet og en variabel rentesats for den resterende andel. Byggerenter reflekterer besparelse pga. anlægstilskud. Disse ændringer, samt et udvidet basisbudget og en markant udvikling i renteniveau fra 2022 til 2024, medfører en stigning i byggerenter på [redacted].

Inflation udgør i alt [redacted] af den samlede difference mellem indstillet budget og business case budget.



ANLÆGSBUDGET MIO. DKK	BUSINESS CASE BUDGET (2022 PRISER)	NYT BUDGET INKL. STATION LINDEHØJ (AC) ³ (2024 PRISER)	DIFFERENCE
PROJEKT SUPPORT	████	████	████████
PLAN & MILJØ	██████	████████	████████
STATIONER	████	████	████
KONSTRUKTIONER	████	████	████
KABLER	████	████	████
FREMTIDIG DRIFT OG VEDLIGEHOLD	████	██	██████
BASISBUDGET (EKSKL. BYGGERENTER)	████	████	████
BYGGERENTER	██	████	████
BASISBUDGET	████	████	████
FORVENTNINGSTILLÆG	██	██	██
RISIKOPULJE	████	██	████
STYRINGSMÅL	████	████	████
UNKNOWN RESERVE/ STYREGRUPPERESERVE	██	████	████
SAMLET BRUTTOANLÆGSBUDGET (INDSTILLET BUDGET)	████	████	████
50HERTZ ANLÆGSTILSKUD	████	████	████
SAMLET NETTOANLÆGSBUDGET	13.892	24.289	10.396

TABEL 1 Sammenligning af budgetter (inkl. budget til station Lindehøj (AC).

³Budgettet for AC-station Lindehøj er ca. 2 mia. DKK. Dette budget er detaljeret i tabel 3.

USIKKERHED ANLÆGSBUDGET	INDSTILLET BUDGET (2024-PRISER) MIO. DKK	ANDEL AF BASIS-BUDGET, EKSKL. BYGGE-RENTER	BUSINESS CASE BUDGET (2022-PRISER) MIO. DKK	ANDEL AF BASIS-BUDGET, EKSKL. BYGGE-RENTER
RISIKOPULJE	■	■	■	■
FORVENTNINGSTILLÆG	■	■	■	■
UNKNOWN RESERVE/ STYREGRUPPERESERVE*	■	■	■	■
I ALT INDSTILLET ANLÆGSBUDGET	■	■	■	■

TABEL 2 Sammenstilling af usikkerhed Energiø Bornholm, inkl. Lindehøj AC Station i lighed med business casen.

*Udgør ■ pct. i andel af basisbudget, ekskl. byggerenter, men beregnes til budget som ■ pct. af basisbudget, inkl. forventningstillæg, risikopulje og byggerenter.

ANLÆGSBUDGET (2024-PRISER)	TOTAL MIO. DKK
PROJEKT SUPPORT	■
PLAN & MILJØ	■
STATIONER	■
KONSTRUKTIONER	■
FREMTIDIG DRIFT OG VEDLIGEHOLD	■
BASISBUDGET (EKSKL. BYGGERENTER)	■
BYGGERENTER	■
BASISBUDGET	■
FORVENTNINGSTILLÆG	■
RISIKOPULJE	■
STYRINGSMÅL	■
UNKNOWN RESERVE	■
INDSTILLET ANLÆGSBUDGET	2.067
ANLÆGSBUDGET, BUSINESS CASE (2022-PRISER)	200

TABEL 3 Anlægsbudget station Lindehøj (AC).

Anlægsbudgettets usikkerheder

Herunder sammenstilles usikkerhederne i anlægsbudgettet med henblik på sammenligning med usikkerhederne i det oprindelige business case-budget.

Samlet set er usikkerhederne faldet med [REDACTED] trods stigende anlægsbudget. Årsagerne hertil skal hovedsageligt findes tre steder:

- Ny budgetmetode, hvor anlægsbudgettet regnes som de totale forventede omkostninger i stedet for et P85-budget.
- Lavere usikkerheder grundet modtagelse af Best and Final Offer (BAFO) for de to største kontrakter, hvilket reducerer de samlede usikkerheder betragteligt. I de tilbageværende usikkerheder er der taget højde for usikkerheder i form af variation orders og prisreguleringer i kontrakterne.
- Risikopuljen er reduceret betragteligt som følge af, at de tekniske usikkerheder for projektet er blevet reduceret i takt med, at projektet er blevet modnet færdig til kontrakt-underskrivelse.

Et særligt forhold for station Lindehøj

En stor del af station Lindehøj skal som tidligere omtalt både bruges til Energiø Bornholm og til at indpasse strøm fra andre fremtidige VE-udbygninger. Det vil sige, at godkendelse af station Lindehøj, uden omformeranlæg, skal sikres uafhængigt af, om Energiø Bornholm realiseres eller ej.

Etablering af station Lindehøj (AC) er nødvendig for indpasning af VE fra havvindmølleparken Kriegers Flak II. For at havmølleparken Kriegers Flak II kan tilsluttes som planlagt, er det nødvendigt, at station Lindehøj (AC) er i drift og klar senest juni 2029 for at kunne aftage 50 pct. havvind, og december 2029 til at kunne aftage 100 pct. havvind for at undgå nedregulering og kompenserende producentbetalinger. Derudover er etablering af stationen vigtig for en del af den langsigtede netstruktur på Sjælland, hvor store mængder VE fra Lolland-Falster og Sydsjælland skal transporteres til forbrugsområderne omkring København.

For at sikre det fremtidige mandat til etablering af station Lindehøj (AC) præsenteres her anlægsbudgettet for dette anlæg separat, så projektet kan godkendes uanset udfaldet af projekt Energiø Bornholm.

De samlede anlægsomkostninger er budgetteret til 2.067 mio. DKK i faste 2024-priser. De største poster i basisbudgettet vedrører indkøb af GIS-anlæg samt tilhørende bygning. Den estimerede pris for Lindehøj HVAC-station er en væsentlig opjustering fra det oprindelige business case-budget der udgjorde 200 mio. DKK i faste 2022-priser (svarende til 224 mio. DKK i faste 2024-priser). Det skal hertil bemærkes, at prisen i dag på en tilsvarende AIS-station vil være ca. [REDACTED] (på grund af inflation og den pressede markedssituation). Endelig pris følger udbudsprocessen i øvrigt, men forventes kun marginalt justeret.

Ændringer i de afledte driftsomkostninger for Energiø Bornholms elinfrastruktur

I den oprindelige business case fra 2022 var de samlede årlige driftsomkostninger estimeret til [REDACTED] fordelt med [REDACTED] til drift og vedligehold og [REDACTED] til nettab på de elektriske anlæg.

De opdaterede beregninger viser, at de samlede forventede årlige driftsomkostninger, inkl. station Lindehøj vil være på [REDACTED] fordelt med [REDACTED] til drift og vedligehold og [REDACTED] til nettab. Station Lindehøjs årlige forventede driftsomkostninger udgør heraf 6 mio. DKK.

FORUDSÆTNINGER FOR ENERGINETS INVESTERINGSBESLUTNING



Realiseringen af Energiø Bornholm er afhængig af Energistyrelsens udbud af havvind. Udbuddet af havvind afsluttes senere end Energinets indgåelse af kontrakter på levering af stationer og kabler.

Det betyder, at Energinet indgår væsentlige økonomiske forpligtelser, inden resultaterne af Energistyrelsens udbud er kendt. Dermed inden vi ved, om det samlede projekt Energiø Bornholm realiseres.

Energinets investeringsbeslutning og mulighed for at skrive under på kontrakter efter de igangværende udbud af stationer og kabler er betinget af følgende:

- At der kan opnås tilstrækkelig kapitalisering og/eller risikoafdækning af Energinet til investeringen og de medfølgende risici.
- At Forsyningstilsynet godkender den anmeldte tarifmetode for Energiø Bornholms elinfrastruktur, og dermed godkender principper for fordelingen og opgørelsen af omkostninger til infrastrukturen, herunder overvæltning af omkostninger til havvindsopstiller.
- At der opnås en udvidet samarbejdsaftale med 50Hertz i tråd med den mellemstatslige aftale om vilkår og deling af ansvar og forpligtelser i etablerings- og driftsfasen for fællesprojektet. Samarbejdsaftalen er en forudsætning for, at Energinet og 50Hertz kan indgå leverandørkontrakter for hhv. konvertere og kabler primo 2025.





ENERGINET

Tonne Kjærvej 65
7000 Fredericia
Tlf. 70 10 22 44

info@energinet.dk
www.energinet.dk