



ENERGINET

BUSINESS CASE FOR
ENERGIØ
BORNHOLMS
ELINFRASTRUKTUR

Business case for Energiø Bornholms elinfrastruktur

Godkendt af Energinets koncernbestyrelse: 29. marts 2022.

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 forsyningssikkerhed, klima og miljø samt sikre åben og lige adgang for alle brugere af nettene og effektivitet i sin drift.

Korrekturlæst version 30. marts 2022

INDHOLDSFORTEGNELSE

BUSINESS CASE FOR ENERGIØ BORNHOLMS ELINFRASTRUKTUR

Executive Summary	07
Energinets indstilling til ministeren	10
Den politiske baggrund for Energiø Bornholm	12
Det har vi regnet på.....	14
Samfundsøkonomi.....	17
Selskabsøkonomi.....	22
Klima, vedvarende energi og forsyningssikkerhed.....	26
Miljø, sikkerhed og beredskab	28
Risici	30
Muligheder og udfordringer på Energinets omdømme	34
Sådan regnede vi	35
Bilag:	
Anlægsbudget og afledte driftsomkostninger.....	42
Udbygninger af Energiø Bornholm – samfundsøkonomiske perspektiver.....	45
Tidsplan.....	47
Ordliste	49
Gældende love og politiske beslutninger om Energiø Bornholm	51

ØKONOMIEN I ENERGIØ BORNHOLMS ELINFRASTRUKTUR – I ÉT BLIK

I denne business case vurderer Energinet den økonomiske værdi af Energiø Bornholms elinfrastruktur ved at analysere to alternativer: elforbindelse til både Danmark og Tyskland sammenlignet med elforbindelse kun til Danmark.



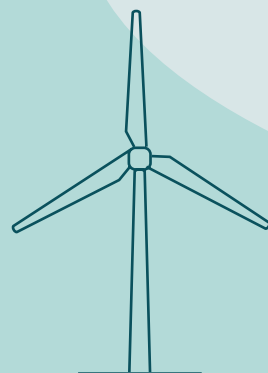
17
MIA. DKK

Anlægsomkostning for den del af Energiø Bornholms elinfrastruktur, som Energinet kommer til at bygge, eje og drive.



20
MIA. DKK*

Ved at Energiø Bornholm forbindes til både Danmark og Tyskland opnås en milliard stor samfundsøkonomisk nettogevinst relativt til hvis Energiø Bornholm kun forbindes til Danmark.



*Der er betydelig usikkerhed omkring den konkrete samfundsøkonomiske gevinst. Denne usikkerhed skyldes blandt andet forudsætningerne i alternativ 2, hvor der tilføres store mængder vind til Øst Danmark, men efterspørgslen ikke følger med.

40.000
TONS I DK

Reduktion af CO₂-udledning i Danmark i 2040 som følge af Energiø Bornholm, der både er forbundet til Danmark og Tyskland.

3.100.000
TONS I EU

Reduktion af CO₂-udledning i Europa i 2040 som følge af Energiø Bornholm, der både er forbundet til Danmark og Tyskland.

VÆSENTLIGE RISICI

Energiø Bornholm bliver verdens første energiø. Innovationsbarren ligger højt, og beslutningerne bundet af klimadagsordenen medfører et eksternt tidspres på projektet. Etablering af Energiø Bornholms elinfrastruktur er derfor et projekt behæftet med et højt risikotryk. Her nævnes tre af de væsentligste kilder til projektets risici:

- **Ambitiøs tidsplan:** Risiko for forsinkelser, hvis samarbejdspartnere, miljøvurderingsprocesser, myndighedsgodkendelser, leverandører og forsyningskæder ikke kan følge den forudsatte tidsplan.
- **Ny teknologi:** Standarder for sammenkobling af HVDC-anlæg er endnu ikke udviklet, hvilket kan risikere at øge prisen og leveringstiden på Energinets anlæg.
- **Usikre antagelser:** Høj usikkerhed omkring fremtidige markedsvilkår, ikke mindst i lyset af krigen i Ukraine, fortsatte forhandlinger omkring ejerskabsfordeling på forbindelsen til Tyskland og muligheden for at forsikre offshore anlægsarbejde er eksempler på usikre antagelser, som potentielt kan have en stor effekt på projektets økonomi.

HVAD KAN PÅVIRKE ANALYSENS RESULTAT?

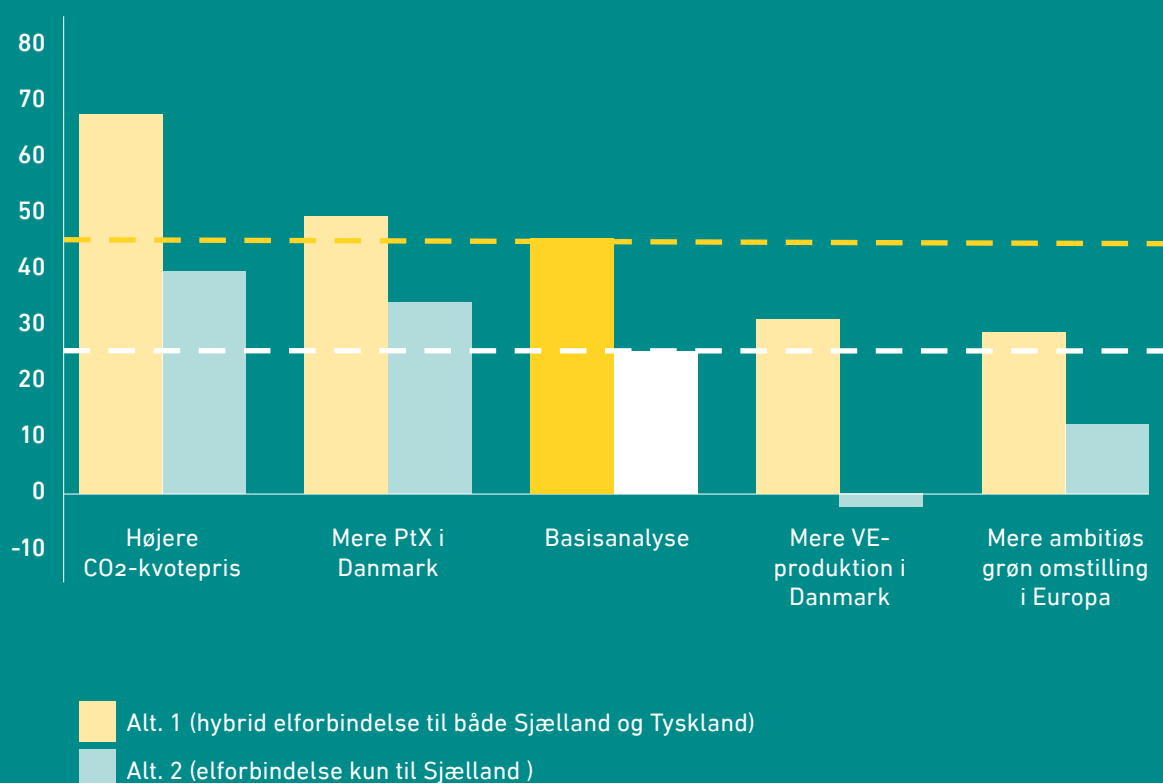
Den fremtidige udvikling af energisystemet kan gå flere veje. Her er nogle af de væsentlige elementer, som kan få indflydelse på business case for Energiø Bornholms elinfrastruktur:

1. CO₂-kvotepriser er højere end antaget
2. Elforbruget i Danmark til produktion af brint via Power-to-X bliver større end antaget
3. Produktion af vedvarende energi i Danmark bliver større end antaget
4. Grøn omstilling af energi i Europa bliver mere ambitiøs end antaget.

For de analyserede udviklinger viser analyserne, at det er bedre for Danmark og Europa, at Energiø Bornholm etableres med en forbindelse til Tyskland sammenlignet med en ren forbindelse fra Bornholm til Sjælland.

Men forskellen i den samfundsøkonomiske nettogevinst mellem de to løsninger varierer alt efter, hvilken vej udviklingen går. Det er illustreret i nedenstående diagram med nogle få udvalgte parametre.

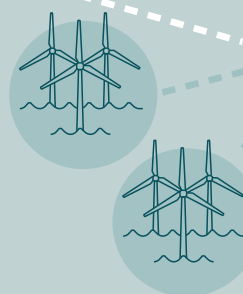
Samfundsøkonomisk nettogevinst uden omkostninger til havvind (nutidsværdi, mia. DKK)



SJÆLLAND

ENERGIØ BORNHOLM

2 eller 3 GW havvind skal opstilles i havet ud for Bornholm og fordeles med elkabler på havbunden til Sjælland og et andet land. Energiø Bornholm skal stå klar i 2030.



TYSKLAND

EXECUTIVE SUMMARY

Energinets business case for Energio Bornholms elinfrastruktur giver beslutningstagere og andre interesserede et billede af den samfundsøkonomiske værdi af energiøens elinfrastruktur og hvilken konkret løsning, som er den foretrukne. Desuden belyses implikationer for Energinets selskabsøkonomi.

Sammen med Energistyrelsens beregninger af energiøens samlede rentabilitet vil denne business case udgøre en væsentlig del af beslutningsgrundlaget for politiske beslutninger om den videre udvikling af Energio Bornholm.

I dette executive summary får man først et hurtigt indblik i energiøer samt den politiske baggrund og begrundelse for at etablere dem i Danmark.

Man får også en opsummering af Energinets konklusioner på de samfundsøkonomiske beregninger af Energio Bornholms elinfrastruktur samt den anbefalede løsning for udbygning af kabler og elanlæg, som kan afledes heraf.

Hvis man vil have et mere detaljeret indblik i økonomi, tekniske løsninger og alternative scenarier, bør man læse de forskellige afsnit i business casen.

Energinets business case er beslutningsgrundlag for etablering af elinfrastruktur til Energio Bornholm og skal godkendes af klima-, energi- og forsyningsministeren efter § 4 i Lov om Energinet.

Energiøer i Danmark

I Danmark har et flertal i Folketinget besluttet, at der skal etableres to energiøer i Danmark. Den ene ø bliver en kunstigt inddæmmet ø i Nordsøen. Den anden ø er Bornholm, der vil komme til at fungere som en energiø i Østersøen.

Hvad er en energiø?

En energiø er sted, hvor store mængder af energi fra vindmøller på havet kan samles og derfra spredes til flere lande via elkabler på havbunden eller omdannes til fx grønne brændstoffer på øen, inden den transporteres til flere lande. Elkablerne kan samtidig bruges til at forbinde landenes elmarkeder med hinanden.

BOKS 1



KONKLUSION

Energinets analyser viser, at der er bedre samfundsøkonomi i Energio Bornholms elinfrastruktur, hvis strøm fra vindmølleparkerne føres til både Danmark og Tyskland, end hvis den kun føres til Danmark. Over projektets 30-årige levetid forventes en milliard stor samfundsøkonomisk nettogevinst ved en løsning med forbindelse til Tyskland end med en løsning uden.

Energinet gør opmærksom på, at beregningerne er behæftet med betydelig usikkerhed, da de hviler på endnu usikre antagelser. Energinet skal isoleret set vurdere den samfundsøkonomiske værdi af den elinfrastruktur, som gør det muligt at forbinde strømmen fra Energio Bornholm med elmarkeder i et eller flere lande. Den samfundsøkonomiske analyse indeholder derfor værdien af vindmøllestrømmen, men ikke omkostningerne til anlæggelsen af selve vindmølleparkerne.

På en energiø kan de nødvendige anlæg, som omformer strømmen fra vekselstrøm til jævnstrøm, etableres. Når strømmen er samlet og omformet til jævnstrøm, kan den transporteres over store afstande uden væsentligt tab af energi undervejs.

Energiøernes værdi i den grønne omstilling

Energiøerne skal sætte ekstra fart under udbygningen af vedvarende energi og sikre, at langt større mængder af havvind i de kommende år kan forsyne alle dele af samfundet med grøn energi både i Danmark og i Europa til den direkte elektrificering af biler og varme, men også til havvindbaseret produktion af brint og grønne brændstoffer til fly, skibe og tung industri.

Energinets rolle i arbejdet med energiøer i Danmark

Energinet har ansvar for at udvikle, etablere og drive elkabler mellem Danmark, energiøerne og andre lande. Energinet skal desuden etablere og drive elanlæg på øerne samt forbinde den vedvarende energi fra energiøerne til energisystemet på land.

Som led i de forberedende og lovbestemte miljøvurderinger har Energinet desuden fået til opgave at udføre forberedende miljø- og havbundsundersøgelser for begge energiøer, for de tilknyttede kabler og havmølleparker samt for landanlæg.

Energiø Bornholm

Energiø Bornholm består af anlæg på havet og på land. På havet vil der være havmøller med tilhørende kabelnet, eventuelt transformerstationer på havet og kabler til at føre strømmen i land på sydkysten af Bornholm.

Fra Bornholm etableres søkabler til Køge Bugt på Sjælland samt i første omgang til Tyskland og senere måske andre samarbejdslande.

På Bornholm vil anlæggene på land dermed bestå af nedgravede landkabler og en ny omformerstation på det sydlige Bornholm.

Omformerstationen på Bornholm vil efter planen blive bygget sådan, at den er forberedt til at blive koblet på Bornholms lokale net med en 60 kV-forbindelse, ligesom storskala elforbrug (fx Power-to-X) eller elproduktion (fx store solcelleanlæg) i nærheden vil kunne aftage eller afsætte strøm direkte via energiøanlægget.

Mulige steder for tilslutning af strømmen fra Energiø Bornholm til det sjællandske elnet er ved Solhøj i Ishøj eller Høje-Taastrup Kommune, ved Avedøre i Hvidovre Kommune eller ved Hovegård i Egedal Kommune.

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

Energiø Bornholm - et samarbejde mellem flere lande

I forlængelse af den danske politiske beslutning om at etablere to energiøer i Danmark, har den danske og den tyske regering tiltrådt en politisk hensigtserklæring om at undersøge og afdække muligheder for hybride projekter med havvind i Nordsøen og Østersøen.

Energinet har i forlængelse heraf indgået en samarbejdsaf- tale med tyske 50Hertz om planlægning af en elforbindelse mellem Danmark og Tyskland via Energiø Bornholm.

BOKS 2



ENERGINETS INDSTILLING

Energinet indstiller at forbinde Energiø Bornholm med elektriske forbindelser til både Danmark og Tyskland og med to mulige tidsplaner for øje.

To tidsplaner gør det muligt at opfylde det politiske ønske om at etablere havvind ved Energiø Bornholm før 2030, også selvom det eventuelt ikke viser sig muligt for de udenlandske samarbejdspartner at etablere deres forbindelse til energiøen i tide.

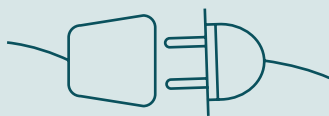
Derfor indstiller Energinet:

TIDSPLAN 1: At Energinet i et samarbejde med den tyske TSO 50Hertz etablerer en elektrisk forbindelse via Energiø Bornholm på henholdsvis 1,2 GW mellem Sjælland og Bornholm og på 2 GW mellem Bornholm og Tyskland. Samlede elanlæg på land og elkabler mellem lande er klar til drift senest i første halvår 2029.

Eller:

TIDSPLAN 2: At Energinet etablerer en elektrisk forbindelse på 1,2 GW mellem Sjælland og Energiø Bornholm, som sammen med elanlæg i Danmark er klar til drift i primo 2029. Samtidig samarbejder Energinet og 50Hertz om en forventet senere elforbindelse på 2 GW mellem Bornholm og Tyskland, som er klar til drift i 2030 eller tidligst derefter.

BOKS 3



CENTRALE FORUDSÆTNINGER

Beregningen af de samfundsøkonomiske gevinster og omkostninger er foretaget med blandt andre følgende centrale forudsætninger:

1. Etablering af 3 GW havvind ved Energio Bornholm
2. Højspændingsanlæg og kablers kapacitet skal være stor nok til at kunne transportere den tilsluttede havvindskapacitet til andre destinationer
3. Energio Bornholm tilsluttes en ny station ved Solhøj på Sjælland
4. Energio Bornholm udvikles i samarbejde med 50Hertz
5. Tekniske løsninger skal muliggøre tilslutning af flere udlandsforbindelser og mere kapacitet fra havvind
6. Energio Bornholm bliver i elmarkedet en separat budzone adskilt fra Sjælland og Tyskland
7. I overensstemmelse med den politiske aftale af 1. september 2021 bliver Energinets nettoudgifter til transmission overvæltet på havmølleparkerne
8. Investeringshorisonten i analysen på 30 år fra idriftsættelse er baseret på den forventede koncessionsperiode/levetid for havmølleparkerne tilkoblet Energio Bornholm
9. Der findes løsninger der gør, at det ikke er nødvendigt at indkøbe reserver til udfald på forbindelsen mellem Sjælland og Bornholm.

Såfremt forudsætninger ændrer sig, vil der løbende kunne blive behov for at genberegne dele af beslutningsgrundlaget.

50Hertz er en tysk systemoperatør og tysk pendant til Energinet. Aftalen indebærer, at der planlægges en 2 GW elforbindelse, der forbinder Energio Bornholms vindmøller og det danske elmarked med det tyske elmarked samt en 1,2 GW elforbindelse mellem Bornholm og Sjælland.

Energio Bornholm er dermed et mellemstatsligt samarbejde om storskalaudbygning af havvind i Østersøen og har potentiale til at blive startskud til endnu flere energiforbindelser til flere andre lande i Østersøen (fx Sverige, Polen og de baltiske lande) – eventuelt via flere energiører i de kommende årtier.

Bedst økonomi i at forbinde Energio Bornholm til Tyskland
Energinet har gennemført analyser af forskellige elforbindelser til en kommende Energio Bornholm, som er teknisk mulige.

Energinets analyser viser, at Energio Bornholm giver en bedre samfundsøkonomi, hvis strøm fra vindmølleparkerne både forbindes til Sjælland og til Tyskland via en såkaldt hybrid elforbindelse (alternativ 1 i denne business case), end hvis vindmølleparkerne kun blev forbundet til Sjælland (alternativ 2 i denne business case).

En hybrid elforbindelse vil sige et kabel på havbunden, der både bruges til at transportere strøm fra vindmøllerne i land og til at forbinde to landes elmarkeder med hinanden.

God samfundsøkonomi vil sige, at de samlede økonomiske fordele for producenter og forbrugere i Danmark og Tyskland overstiger udgifter til etablering og drift af anlæggene i deres levetid.

Den grønne strøm fra Energio Bornholm vil fortrænge fossilt energiforbrug i Danmark, Tyskland og andre europæiske lande både direkte i det eksisterende elforbrug, men også indirekte igennem elektrificering af andre sektorer. Den samfundsmæssige værdi af Energio Bornholms positive klimaeffekter er også en væsentlig del af den samfundsøkonomiske analyse.

ENERGINETS INDSTILLING TIL MINISTEREN

Energinet indstiller at forbinde Energiø Bornholm med elektriske forbindelser til både Danmark og Tyskland. Samtidig indstilles to mulige tidsplaner for etableringen af denne samlede løsning.

To mulige tidsplaner skaber det fornødne rum til at opfylde det politiske ønske om at etablere havvind ved Energiø Bornholm før 2030, også selvom det eventuelt ikke viser sig muligt for den udenlandske samarbejdspartner at etablere deres forbindelse til energigøden i tide.

Derfor indstiller Energinet:

TIDSPLAN 1: At Energinet i et samarbejde med den tyske TSO 50Hertz etablerer en elektrisk forbindelse via Energiø Bornholm på henholdsvis 1,2 GW mellem Sjælland og Bornholm og på 2 GW mellem Bornholm og Tyskland. Samlede elanlæg på land og elkabler mellem lande er klar til drift senest i første halvår 2029.

Eller:

TIDSPLAN 2: At Energinet etablerer en elektrisk forbindelse på 1,2 GW mellem Sjælland og Energiø Bornholm, som sammen med elanlæg i Danmark er klar til drift i primo 2029. Samtidig samarbejder Energinet og 50Hertz om en forventet senere elforbindelse på 2 GW mellem Bornholm og Tyskland, som er klar til drift i 2030 eller tidligst derefter.

Den samlede budgetramme for den danske del af projektet er ens i begge de indstillede tidsplaner og udgør 16,9 mia. DKK i faste 2022-priser. I løbende priser udgør budgettet 18,6 mia. DKK.

Forudsætninger for investeringsbeslutning

Energinets endelige investeringsbeslutning er betinget af følgende forhold:

- At myndigheder giver de nødvendige godkendelser til projektets gennemførelse i de tre berørte lande: Danmark, Tyskland og Sverige (elkabel til Danmark skal føres på havbunden gennem svensk farvand).
- At 50Hertz træffer endelig investeringsbeslutning for den tyske del af projektet.

- For tidsplan 1, at Energinet indgår bindende etablerings- og driftsaftaler med 50Hertz for projektet Energiø Bornholm og de tilhørende forbindelser.
- At Energistyrelsen indgår bindende aftaler med budvindere om opførelse af de vindmølleparker på havet, som skal sluttes til Energiø Bornholm.
- At der træffes beslutning om fordeling af omkostninger imellem på den ene side vindenergiproducenters dækning af omkostninger til anlæg og drift af elinfrastruktur (såkaldt 'overvæltning' på havvind) og på den anden side Energinets tarif.
- At der tilvejebringes sikkerhed for, at Energinets kommende indtægtsrammer efterreguleres med de realiserede omkostninger, og at overvæltningen til havmøllejerne godkendes som del heri.
- At leverandører og markedet for tekniske anlæg (HVDC, kabler mv.) kan levere de ønskede systemer og komponenter.

Politiske beslutninger

Projektet er et centralt element i det samlede projekt om Energiø Bornholm i Østersøen inklusiv opstilling af havvind. De endelige rammer omkring Energiø Bornholm bestemmes af Folketinget.

Herunder skal det politisk besluttet, om der ved Energiø Bornholm skal tilsluttes yderligere havvind ud over de 2 GW, som blev besluttet i forbindelse med Klimaaftalen fra 2020. Dette sker som følge af tillægsaftale til Finanslov 2022 om opførelse af 2 GW ekstra havvind i Danmark inden 2030.

I overensstemmelse med den politiske aftale af 1. september 2021 bliver Energinets nettoudgifter til transmission i videst muligt omfang overvæltet på havmølleparkerne.

Derudover skal det politisk besluttet, om Energiø Bornholm skal etableres trinvis, hvor anlæg på Bornholm og forbindelsen til Sjællands etableres først, og elforbindelsen til Tyskland først etableres efterfølgende.

Indstillingen om elinfrastruktur i denne business case gør det muligt at tilslutte op til 3 GW vind ved Energiø Bornholm, ligesom den muliggør en trinvis udbygning.

Den trinvis udbygning skal planlægges sådan, at der ikke opsættes mere havvind, end der kan overføres via tilsluttede forbindelser.

Hvis der sker ændringer, som påvirker det indstillede projekts udformning eller omkostninger væsentligt, forventer Energinet at vende tilbage og ansøge om en opdateret § 4-godkendelse hos ministeren. I det tilfælde skal Energinets koncernbestyrelse også foretage fornyet investeringsgodkendelse.

For overblik over politiske aftaler mv., se bilaget side 51.

Lovgrundlag for Energinets gennemførelse af projektet

Det overordnede mandat for Energinets rolle i etablering af energier i Danmark findes i den politiske aftale af 22. juni 2020, hvor det besluttes, at der skal etableres to energier på dansk territorium.

Energinet er som national TSO for el og gas i Danmark et væsentligt led i realiseringen af den politiske ambition om energierne, da Energinet skal eje den overordnede elinfrastruktur, som er nødvendig for energiens vej fra produktionsstedet til det endelige forbrug. Energinet har derfor en specifik rolle og er nævnt i den politiske aftale.

Den overordnede regulatoriske ramme for Energinets rolle i energierprojektet dækkes af Energinets overordnede formål, jf. § 2, stk. 1, i Lov om Energinet:

"Energinets formål er at eje, drive og udbygge overordnet energiinfrastruktur og varetage opgaver med sammenhæng hertil og herved bidrage til udviklingen af en klimaneutral energiforsyning. Energinet skal varetage hensyn til forsyningssikkerhed, klima og miljø samt sikre åben og lige adgang for alle brugere af nettene og effektivitet i sin drift."

Ministeren skal ifølge Lov om Energinets § 4 godkende projektet for, at projektet kan realiseres. Det betyder, at Energinet skal indhente ministerens godkendelse, inden den fysiske etablering kan påbegyndes.

Ministerens godkendelse er samtidig en betingelse for, at omkostninger forbundet til projektets realisering og drift kan anses for et være en nødvendig omkostning efter Elforsyningslovens § 71. Energinet lægger til grund, at de faktiske omkostninger til projekter, der anses som nødvendige i henhold til Elforsyningslovens § 71 vil medføre udvidelse af Energinets indtægtsrammer under den nye økonomiske regulering af Energinet, der implementeres fra 1. januar 2023.

BOKS 5



DEL AF ENERGINETS PLANER

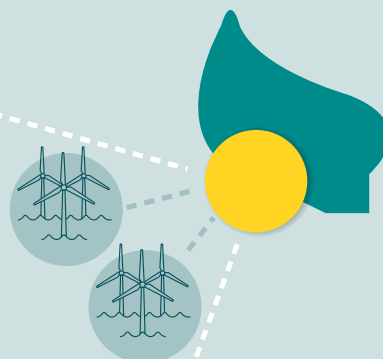
Projekt Energio Bornholm er med 1 GW ilandføringskapacitet og 2 GW havvind inkluderet i Langsigtet Udviklingsplan, som Energinet efter Lov om Energinet skal vedligeholde. Langsigtet Udviklingsplan er sendt i høring i marts 2022.

Elinfrastrukturen til Energio Bornholm er desuden del af Energinets senest godkendte investeringsplan.

BOKS 4

ENERGIØ BORNHOLM

2 eller 3 GW havvind skal opstilles i havet ud for Bornholm og fordeles med elkabler på havbunden til Sjælland og et andet land. Energio Bornholm skal stå klar i 2030.



DEN POLITISKE BAGGRUND FOR ENERGIØ BORNHOLM

I dette afsnit gives der et kort referat af de politiske beslutninger og aftaler, der indtil nu ligger til grund for Energinets arbejde med Energiø Bornholm og dermed denne business case.

Et bredt flertal i Folketinget vedtog 22. juni 2020 "Klimaaf tale for energi og industri mv." om etablering af to energiøer i Danmark, én i Nordsøen og én i Østersøen. Energiøerne skal sikre, at Danmark i de kommende år kan elektrificere flere dele af samfundet og samtidig bidrage til, at alle danske husstandes og virksomheders strømforbrug er dækket af grøn strøm.

Strømmen fra energiøerne kan desuden eksporteres til nabolande og dermed bidrage til den grønne omstilling i Europa. På sigt skal energiøerne kunne tilkoble teknologier, der kan lagre eller omdanne grøn strøm til fx grønne brændstoffer (gennem såkaldt "Power-to-X").

Energiø Bornholm består af to vindmølleparkområder be-liggende nær Rønne Banke og forbundet med Bornholm. På Bornholm sker opsamling af havvinden. En højspændingsstation omformer strømmen fra vekselstrøm til jævnstrøm og sender strømmen videre til Sjælland og udlandet via elkabler under jorden på land og på havets bund.

Af den politiske aftale fra juni 2020 fremgår, at Energiø Bornholm skal etableres senest i 2030 og have en kapacitet på 2 GW havvind. Regeringen og en række partier i Folketinget indgik i forbindelse med forhandlingerne for Finanslov 2022 en delaftale om etablering af yderligere 2 GW havvind inden 2030. En politisk beslutning om, at en af de 2 ekstra GW skal placeres ved Energiø Bornholm, kan forventes. Derfor er grundantagelsen i denne business case en samlet kapacitet på 3 GW havvind ved Energiø Bornholm.

I forlængelse af klimaaf taltalen fra juni 2020 har samme flertal i Folketinget indgået en tillægsaftale i februar 2021. Af tillægsaftalen fremgår, at "Energinet etablerer, driver og ejer det kollektive transmissionsnet og tilhørende elteknisk anlæg, som skal forbinde energiøerne til fastlandet i Danmark og udlandet." Det fremgår også af aftalen, at der ønskes indgået forpligtigende aftaler om etablering af elforbindelser til udlandet senest primo 2022.

Den politiske delaftale om energiøer fra september 2021 slår fast, at Energinets nettoudgifter til transport af el via energiøernes kabler og anlæg så vidt muligt skal overvæltes på de private aktører, der vinder udbuddene om de havmølleparker, som kobles til energiøerne.

De politiske aftaler beskriver energiøer som et paradigmeskift fra traditionel udbygning af enkeltstående havmølleparker til at samle storskalahavvind med opkobling til en energiø, hvorfra elkabler til Danmark og udlandet bringer grøn strøm fra havvind til forbrugere og samtidigt tjener som handelsforbindelser mellem elmarkeder i flere lande.

Energiforbindelser mellem lande udgør dermed et centralt element i de samlede energiøprojekter. Denne vision stiller fx krav til det anlæg, der skal bygges på Bornholm for at sikre muligheden for fremtidig udvidelse og tilslutning af flere landeforbindelser på sigt.



//

Med etableringen af verdens to første energiøer tager vi hul på en helt ny epoke i det danske vindeventyr. Vi øger mængden af havvind massivt, og samtidig vil vi gøre det muligt at bruge den grønne strøm i tanken på lastbiler, fragtskibe og fly.

//

Dan Jørgensen
Klima-, Energi- og Forsyningsminister
Maj 2020

DET HAR VI REGNET PÅ

I dette afsnit gives der et billede af, hvad Energinet har regnet på i denne business case samt baggrunden herfor. Det vil sige, hvilke overordnede løsninger for Energiø Bornholms elektriske infrastruktur der er sammenlignet med hinanden samt baggrunden for, at det netop er disse, der er regnet på.

Baggrund

De politiske aftaler om energiøer fra juni 2020 og februar 2021 slår som tidligere nævnt fast, at elforbindelser til flere lande alt andet lige er en del af ideen med at etablere energiøer.

Sammen med Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet er Energinet derfor siden efteråret 2020 gået i dialog med regeringer og TSO'er i andre lande for at afdække udlandets interesse for en elforbindelse til Energiø Bornholm.

Ministrene i Tyskland og Danmark har underskrevet en aftale om energisamarbejdet i Østersøen og Nordsøen, og 18. januar 2021 underskrev Energinet og den tyske TSO, 50Hertz en fælles hensigtserklæring om at undersøge et fælles projekt.

Undersøgelser og analyser efter denne initiale hensigtserklæring skulle afdække muligheder for at etablere en hybrid elforbindelse mellem Sjælland og Tyskland via Energiø Bornholm. En hybrid elforbindelse kan både koble elmarkederne i Danmark og Tyskland sammen og sikre levering af energi fra havvind til nettene på land.

På baggrund af lovende resultater fra de indledende undersøgelser kunne Energinet og 50Hertz underskrive en samarbejdsaftale 23. november 2021. Denne aftale beskriver organisering og opgaver samt forhandlingsmæssige udeståender frem mod etablering af et fælles projekt. Forhandlinger om nogle vilkår pågår imidlertid stadig.

Formål

På baggrund af de politiske aftaler om energiøer i Danmark og på baggrund af de ovenfor nævnte aftaler mellem på den ene side den danske og tyske regering og på den anden side Energinet og den tyske TSO, 50Hertz, er det formålet med denne business case at vurdere økonomien i Energiø Bornholms elinfrastruktur.

Energinet skal med baggrund i de danske politiske aftaler om energiøer belyse konsekvensen af at etablere og drive en elforbindelse til udlandet og anbefale en løsning til at forbinde havvind fra Energiø Bornholm med elnettet i Danmark.

To alternativer er omdrejningspunkt for Energinets beregninger

Energinet har undersøgt mulige effekter ved tilslutning af havvind til Energiø Bornholm og transmission af elektriciteten til Sjælland og Tyskland over en 30-års analyseperiode.

Det er grundlæggende sket ved at sammenligne to alternativer. I det ene alternativ bygges der både en elforbindelse på 1,2 GW til Sjælland og en elforbindelse på 2 GW til Tyskland, der antages ejet af 50Hertz. I det andet scenarie bygges der en elforbindelse på 3 GW til Sjælland, men ingen forbindelse til Tyskland.

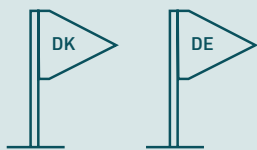
Den samfundsøkonomiske analyse viser en positiv nettogevinst ved begge alternativer, når der ikke tages højde for omkostningerne til havvinden tilkoblet Energiø Bornholm. Nettogevinsten er væsentligt større ved alternativet inklusive en forbindelse til Tyskland. I afsnittet "Sådan har vi regnet" findes begrundelser for valget af kapacitetsstørrelser for elforbindelserne mv.

I figuren på næste side opsummeres de to alternativer.

Væsentlige fælles antagelser for de to alternativer er følgende:

- I begge alternativer er udgangspunktet, at der er etableret 3 GW havvindskapacitet.
- I begge alternativer er udgangspunktet, at der etableres anlæg med en kapacitet, der som minimum svarer til 3 GW havvindproduktion, der etableres ved Bornholm.
- Begge alternativer rummer samme forventninger til den teknologiske udvikling og fremtidige løsninger.
- I modelleringen af energisystemet sker der ikke en tilpasning, når der tilføjes ekstra produktion. Det betyder, at efterspørgslen efter elektricitet er konstant på trods af øget udbud. Dette påvirker specielt alternativ 2, hvor store mængder elektricitet indføres på Sjælland uden øget efterspørgsel.

BOKS 6



ALTERNATIV 1: ELFORBINDELSE TIL SJÆLLAND OG TYSKLAND (DK + DE)

I alternativ 1 (DK + DE) belyses de samfundsøkonomiske effekter af en kombination af dansk ilandføring af havvind samt muligheden for udveksling af energi mellem Danmark og Tyskland via højspændingsanlægget på Bornholm.

Desuden belyses mulige afledte konsekvenser i form af øget behov for forstærkninger af det eksisterende højspændingsnet i Danmark.



ALTERNATIV 2: ELFORBINDELSE TIL SJÆLLAND (DK)

I alternativ 2 (DK) belyses de samfundsøkonomiske effekter af en ren dansk ilandføring af havvind til Sjælland via højspændingsanlægget på Bornholm.

Alternativ 2 er et metodisk alternativ og vurderes ikke realistisk. Dette skyldes blandt andet at store mængder vind føres ind til Øst Danmark, men der er ikke nogen forventning om, at efterspørgslen følger med dette øgede udbud.

Desuden belyses mulige afledte konsekvenser i form af øget behov for forstærkninger af det eksisterende højspændingsnet i Danmark.

- Begge alternativer er fleksible over for tilslutning af yderligere havvind, flere forbindelser til andre lande, tilslutning af Power-to-X-anlæg eller andre innovative projekter.
- I begge alternativer klargøres højspændingsanlæg til muligheden for elektrisk sammenkobling på vekselstrømssiden og jævnstrømssiden. En ekstra elforbindelse til et tredje land vil ikke kræve ny omformerstation på Bornholm, hvis der kobles på jævnstrømssiden. Det vil dog være påkrævet ved eventuel fremtidig udvidelse af havvindkapaciteten.
- I forbindelse med miljøvurdering af planen for Energio Bornholm er der peget på tre mulige steder at tilslutte strøm fra Energio Bornholm til elnettet på Sjælland. I begge alternativer er det antaget, at strømmen tilsluttes i en ny højspændingsstation i området ved Solhøj, som Energinet vurderer som det bedst egnede af de tre steder. Det endelige tilslutningspunkt bliver dog først besluttet på et senere tidspunkt.
- Energinet vurderer og arbejder for, at det kan blive teknisk muligt at koble det lokale bornholmske elnet til Energio Bornholm uden at kompromittere stabilitet eller forsyningssikkerhed. I begge alternativer antages det, at koblingen skal være mulig. Hvis det mod forventning senere viser sig, at en kobling ikke er mulig, vurderer Energinet ikke, at det har væsentlig indflydelse på business casens resultater. I business casen er de nødvendige apparater inkluderet, så Energio Bornholm kan agere stikprop for elnettet på Bornholm.
- I begge alternativer antages det, at det er ejerne af havmøllerne, der skal stå for tilslutning af strøm fra møllerne til Energinets højspændingsstation på Bornholm – efter samme model som i udbud af Thor Havvindmøllepark. Hvis det i forbindelse med udbuddene viser sig, at Energinet skal stå for tilslutningen, vil det medføre højere anlægsomkostninger end antaget i denne business case.
- Energinet og 50Hertz har indmeldt Energio Bornholm til TYNDP 2022. Dette giver mulighed for, at projektet udvælges som et "Project of Common Interest (PCI)", og derved kan der søges om støtte i EU's CEF¹-fond. Det er sandsynligt, at Energio Bornholm kan modtage EU-støtte, men for at være konservative, er der i denne business case ikke indregnet EU-støtte.

¹ CEF = Clean Energy Facility

BOKS 7



TRINVIS UDBYGNING ELLER EJ

Der er fortsat usikkerhed omkring tidsplanen for etablering af Energiø Bornholm og de tilhørende elforbindelser til Sjælland og Tyskland.

Hvis det politisk besluttes at etablere Energiø Bornholm i forskellige trin, fx først forbindelsen til Sjælland på 1,2 GW sammen med en tilsvarende mængde havvind og på et senere tidspunkt etablering af forbindelsen til Tyskland og den resterende mængde havvind, vurderes det ikke at ændre på, at alternativ 1 er bedre end alternativ 2.

Det skyldes, at den primære værdiskabelse af elforbindelserne stammer fra integrationen af vindenergiproduktionen ved Energiø Bornholm. Det er dog en forudsætning, at kapaciteten af tilsluttet havvind ikke overstiger kapaciteten på de samlede elforbindelser.

Det vurderes heller ikke, at en trinvis udbygning vil medføre væsentlige ekstra anlægsomkostninger, da der vil være tale om en fremrykning af noget af investeringen.

Ved en eventuel trinvis etablering vil der dog i forbindelse med sammenkobling til det eksisterende system være en række ulemper, fx udetid af de eksisterende anlæg, når efterfølgende trin etableres.

Som en konsekvens af denne udetid kan det blive nødvendigt at begrænse vindenergiproduktionen på de eksisterende vindmøller tilkoblet Energiø Bornholm. Udetiden kan forkortes ved at optimere installations- og testperioden af det nye anlæg, men det er på nuværende tidspunkt svært at estimere mulige omkostninger.

SAMFUNDSØKONOMI

I dette afsnit gives der et overblik over den samfundsøkonomiske gevinst ved at anlægge Energjø Bornholms elinfrastruktur i begge alternativer, det vil sige både med og uden en elforbindelse til Tyskland.

Der er mange usikkerheder forbundet med at beregne de samfundsøkonomiske effekter af anlæg, hvor vi dels ikke kender alle tekniske specifikationer og udgiftsdelinger endnu, dels ikke ved, hvordan udviklingen af energisektoren og vejrforhold i Danmark og Europa vil forløbe de kommende årtier.

Derfor har Energinet testet basisanalysen med en række alternative udviklinger for brændsels- og CO₂-kvotepriser, ambitioner for grøn omstilling mv. I dette afsnit gives der også et overblik over nogle af de mest iøjnefaldende indsigter fra disse beregninger.

Overblik over samfundsøkonomiske effekter af at etablere Energjø Bornholms elinfrastruktur

Denne business case evaluerer de valgte alternativer for Energjø Bornholm over en 30-års periode baseret på en investeringsanalyse, der indarbejder en sammenligning af samfundsøkonomiske nettogevinster og mulige CO₂-reduktioner i Danmark og Europa.

Den samfundsøkonomiske analyse medtager gevinster fra det samlede projekt Energjø Bornholm med de tilknyttede vindmølleparker, men ikke omkostninger til vindmølleparkerne. Derfor er det forskellen mellem alternativernes samfundsøkonomiske værdi, der sammenholdes og er relevant for investeringsbeslutningen.

Analysen kan dermed ikke sige noget om rentabiliteten af hele Energjø Bornholm. Dette indgår i Energistyrelsens kommende analyser af rentabilitet.

I tabellen på næste side gives et overblik over de belyste effekter samt estimerede nettogevinster for hvert af de to alternativer.

Størst gevinst med forbindelse til både Sjælland og Tyskland

Alternativ 1 (DK + DE) giver den største samfundsøkonomiske gevinst for Danmark. De to primære årsager hertil er for det første, at værdien af havvindproduktionen på Energjø Bornholm vurderes størst i dette alternativ, da der i alternativ 2 indføres store mængder elektricitet i Østdanmark uden efterspørgsel. For det andet, at Energinet og det danske samfund i dette alternativ kan dele omkostninger til elinfrastrukturen med den tyske part.

Lavere elpriser for danske forbrugere

De danske elforbrugere vil i begge scenarier have gevinst af lavere elpriser på grund af integration af den store mængde vindenergi. Særligt elpriserne i Østdanmark vil reduceres og bidrage til et betydeligt forbrugers overskud i begge scenarier.

Forbrugers overskuddet i analysen dækker alene over forbrugereffekten i elmarkedet. Det betyder, at fx en potentiel tarifeffekt eller et eventuelt tilskudsbehov til havmøllejerne ved Energjø Bornholm ikke er inkluderet i analysens forbrugers overskud.

TABEL 1

RELATIVT FALD I ELPRISER I ØSTDANMARK SOM FØLGE AF ENERGJØ BORNHOLMS ELINFRASTRUKTUR

ØRE/kWh

	Alternativ 1 (DK + DE)	Alternativ 2 (DK)
2030	3	8
2040	5	8

TABEL 2

Samfundsøkonomiske elementer (nutidsværdi i mia. DKK)	Alternativ 1 (DK + DE)	Alternativ 2 (DK)
Samfundsøkonomiske gevinster		
Producentoverskud- Energiø Bornholm	55,0	45,2
Producentoverskud- Eksisterende producenter	-18,2	-36,3
Forbrugeroverskud	24,3	41,6
Flaskehalsindtægter	0,2	2,2
Transitkompensation	-0,1	-0,2
Nødstart	0,0	0,0
Systembærende egenskaber	0,0	0,0
Samfundsøkonomiske gevinster i alt	61,3	52,4
Samfundsøkonomiske omkostninger		
Anlægsomkostninger	13,1	23,4
Drift og vedligehold	1,7	2,7
Sanering og reetablering	0,0	0,1
Forstærkninger af eksisterende højspændingsnet i Danmark	0,0	0,2
Systemydelser til håndtering af samtidig udfald på energikabler mellem Sjælland og Bornholm*	-	-
Systemydelser til balancering af Energiø havvind*	-	-
Nettab på elforbindelser til udlandet samt Storebæltsforbindelsen	0,5	0,7
Økonomisk tab som følge af udetid ved havari og vedligehold	0,1	0,2
Forbrugsaflastning som følge af samtidig udfald på energikabler mellem Sjælland og Bornholm*	0,1	0,1
Samfundsøkonomiske omkostninger i alt	15,6	27,4
Samfundsøkonomiske nettogevinster	45,6	25,0
Samfundsøkonomiske nettogevinster med nettoafgiftsfaktor	58,4	32,0

*Se afsnit omkring øget behov for systemydelser på side 25.

De danske elpriser vil være dog være lavere i alternativ 2 (DK), hvor der kun føres strøm fra Energiø Bornholm til Danmark. Dette er grundet den større mængde havvind, der i dette alternativ fødes ind i det danske elsystem. Dermed er der altså et større forbrugeroverskud i det rent danske scenarie (alternativ 2), selvom dette alternativ samlet set giver en væsentligt mindre samfundsøkonomisk fortjeneste end i alternativ 1, hvor der også forbindes til Tyskland. Lavere elpriser i begge alternativer resulterer også i et fald i producentoverskud for eksisterende producenter.

Bemærk, at analyserne og heraf det estimerede fald i elpriserne er baseret på en alt andet lige betragtning. Det betyder, at afledte eller dynamiske effekter af lavere elpriser, fx øget tilskyndelse til etablering af mere PtX-kapacitet, ikke er inkluderet i analyserne.

Efterspørgsel trækker strøm til udlandet

Energinets analyser viser, at strøm fra havmøllerne ved Energiø Bornholm i begge alternativer i høj grad vil søge mod udlandet. Det skyldes, at efterspørgslen efter elektricitet i Danmark ofte ikke er tilstrækkelig til at udnytte den danske elproduktion fra vind.

Nutidsværdien af de samlede danske handelsgevinster er cirka 8,8 mia. DKK højere for alternativ 1 (DK + DE) end for alternativ 2 (DK). Det viser, at det ud fra et handelsmæssigt perspektiv er fordelagtigt at have en forbindelse direkte til Tyskland fra Energiø Bornholm i stedet for at sende al strømmen fra Energiø Bornholm til Sjælland, inden den distribueres til forbrugere i ind- og udland. Med nuværende forbrugsmønstre og eksisterende elforbindelser fra Danmark til Tyskland er flowet også mod Tyskland.

Det skal bemærkes, at estimer for samfundsøkonomiske effekter er behæftet med stor usikkerhed. Fx er handelsgevinster afhængigt af vejrforhold, og tallene ovenfor er baseret på et gennemsnit af 35 såkaldte klimaår.

Simuleringer viser, at de årlige handelsgevinster i alternativ 1 (DK + DE) varierer mellem 3,5 mia. DKK og 6,5 mia. DKK i 2040, alt efter klimaår.

Effekter af væsentlige alternative udviklinger

For at vurdere og belyse, om beregninger af de samfundsøkonomiske gevinster er robuste over for forskellige mulige udviklinger af energisektoren i Europa og Danmark, har Energinet sammenlignet den forventede udvikling (basis) med en række alternative udviklinger.

I tabel 3 på næste side har vi opsummeret de samfundsøkonomiske effekter af Energiø Bornholms elinfrastruktur i de to alternativer under antagelse af en række alternative udviklinger. Under tabellen gennemgås nogle af de mest iøjnefaldende indsigter.

Forbindelse til både Danmark og Tyskland er mest fordelagtig uanset alternative udviklinger

Som det ses af tabel 3, er den gule søjle højst i alle alternative udviklinger. Det betyder, at en løsning med forbindelse til både Danmark og Tyskland giver de største samfundsøkonomiske gevinster i alle udviklinger.

BOKS 8



EUROPÆISKE HANDELSGEVINSTER

Energiø Bornholm vil ikke kun påvirke det danske elsystem, da vindproduktionen fra Energiø Bornholm i høj grad vil eksporteres til udlandet i begge alternativer. Handelsgevinsterne på europæisk niveau vil i alternativ 1 (DK + DE) være større end de isolerede danske handelsgevinster. I alternativ 2 (DK) vil de danske og europæiske handelsgevinster være tæt på identiske.

Forskellen på det relative forhold mellem europæiske og danske handelsgevinster for de to alternativer skyldes den større afsætningskapacitet til udlandet i alternativ 1 (DK + DE). Særligt Sverige, Norge og Frankrig påvirkes negativt i begge alternativer, mens de positive effekter udover i Danmark finder sted i særligt Italien, Belgien, Tjekkiet og Polen. De tyske handelsgevinster er svagt positive i begge alternativer.

HANDELSGEVINSTER (NUTIDSVÆRDI MIA. DKK)

	ALTERNATIV 1 (DK + DE)	ALTERNATIV 2 (DK)
DANMARK	61,4	52,6
EUROPA	66,9	53,3

TABEL 3

SAMFUNDSØKONOMISKE EFFEKTER AF ENERGIØ BORNHOLMS ELINFRASTRUKTUR

Nettogevinster
(nutidsværdi, mia. DKK)



CENTRALE INDSIGTER



Øget elforbrug eller højere priser på brændsler eller CO₂-kvoter i Europa vil forstørre den samfundsøkonomiske gevinst for Energø Bornholm i begge elinfrastrukturalternativer (DK + DE og DK), men mest for alternativ 1 (DK + DE). De større gevinster skyldes, at elpriserne i Europa generelt vil forøges.



En mere ambitiøs grøn omstilling i Europa vil reducere den samfundsøkonomiske gevinst ved begge alternativer, men mest for alternativ 1 (DK + DE). En større VE-andel i det europæiske elsystem vil reducere elpriserne på tværs af Europa og derved reducere gevinsterne ved Energø Bornholm.



Mere produktion af vedvarende energi i Danmark vil reducere den samfundsøkonomiske gevinst for Energø Bornholm i begge elinfrastrukturalternativer (DK + DE og DK) men mest for alternativ 2. Større dansk VE-produktion uden samtidig forøgelse af elforbruget vil presse elprisen ned og dermed reducere gevinsterne ved Energø Bornholm.



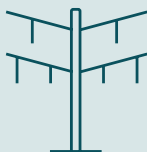
En accelereret grøn omstilling af det tyske elsystem vil reducere den samfundsøkonomiske gevinst af begge alternativer og mest for alternativ 1 (DK + DE). De reducerede gevinster skyldes, at en øget VE-andel i det tyske elsystem vil reducere elpriserne, også i Danmark.



Forskellen mellem de to alternativer samfundsøkonomiske gevinst reduceres til relativ fordel for alternativ 2 (DK), når elprisen på tværs af Europa reduceres. Dette gælder, hvad enten en prisreduktion i Europa skyldes mere VE-produktion, lavere elforbrug eller lavere CO₂-kvotepris. Årsagen er, at alternativ 2 (DK) er mindst følsom overfor ændringer uden for Danmark.



En mindre udbygning af elforbindelser mellem lande i Europa vil reducere den samfundsøkonomiske gevinst ved begge alternativer, men klart mest for alternativ 1 (DK + DE), fordi den er mere afhængig af udenlandsk afsætning. Et mindre udbygget elnet i Europa vil betyde en mindre effektiv udnyttelse af elproduktionen ved Energø Bornholm og dermed reducere gevinsterne.



Forskellen mellem de to alternativer samfundsøkonomiske gevinst reduceres til fordel for alternativ 2 (DK), når elforbruget fx til produktion af Power-to-X i Danmark øges. Det skyldes, at alternativ 2 (DK) er mest følsom overfor ændringer i Danmark.



Power-to-X-anlæg og dermed et stort elforbrug på Bornholm vil hæve elprisen på Bornholm og i det østdanske elsystem. Alternativ 2 (DK) vil have større relativ fordel af dette end alternativ 1 (DK + DE), da det østlige Danmark i basisanalysen i høj grad bliver overforsynet med vindenergi fra Energø Bornholm.

SELSKABSØKONOMI

I dette afsnit gives der et billede af de selskabsøkonomiske konsekvenser af Energiø Bornholms elinfrastruktur for Energinet i begge alternativer, det vil sige med og uden forbindelse til Tyskland.

Men først fremlægges herunder en række uafklarede forhold, som vil få betydning for præcist, hvordan Energinets selskabsøkonomi vil blive påvirket.

Ny økonomisk regulering af Energinet

De af Energinets selskaber, som varetager TSO-forpligtelser, forventes pr. 1. januar 2023 at overgå fra det nuværende hvile-i-sig-selv-princip til en indtægtsrammeregulering. Den nye økonomiske regulering vil fastsætte en indtægtsramme for hvert selskab, der består henholdsvis af en omkostnings- og en forrentningsramme. Forrentningsrammen skal kompensere Energinet for overførsel af risiko fra forbrugerne til Energinet.

Grundlæggende medfører den nye økonomiske regulering en øget risiko for, at Energinet bliver økonomisk ansvarlig for budgetoverskridelser i etableringen af Energiø Bornholms elinfrastruktur. Såfremt Forsyningstilsynet accepterer, at indtægtsrammen kan efterreguleres med de realiserede omkostninger, vil Energinet ikke bære samme økonomiske risiko.

Ved efterregulering af indtægtsrammen med realiserede omkostninger vil det i sidste ende være elforbrugerne, som rammes af eventuelle afvigelser fra det budgetterede. Uden efterregulering vil budgetafvigelser påvirke Energinets egenkapital.

Systemansvars vilkår for indtægtsrammen er væsentligt anderledes end transmissionsselskabernes, da Systemansvar ikke som udgangspunkt får en forøget økonomisk ramme til drift, selvom der idriftsættes flere elforbindelser. Systemansvar skal dog udarbejde en Forretningsplan, der kan danne baggrund for tillæg til omkostningsrammen. Det vil blive afgørende for Systemansvars mulighed for at løse opgaver relateret til systemdrift, systemudvikling og marked, i en fremtid med energioer som en del af elsystemet, at der via forretningsplanen kan opnås tillæg, der modsvarer den øgede kompleksitet og opgavemængde som energioerne vil introducere både før og efter idriftsættelse. Disse omkostninger er dog ikke for nuværende en del af denne business case.

De konkrete forhold omkring denne risiko bliver først kendt, når de endelige vilkår i indtægtsrammereguleringen er besluttet. Det er derfor endnu uklart, hvordan den nye regulering konkret påvirker Energinet, når der etableres store innovationsprojekter som energioer.

BOKS 9



ENERGINETS NETTOUDGIFTER

Det er endnu uafklaret, hvad der kan regnes med i Energinets nettoudgifter, men det forventes i skrivende stund, at Energinets nettoudgifter til transmission vil være:

- + Afskrivninger på Energinets andel af investeringerne (fratrasket eventuelt EU-tilskud)
- + Reguleret forrentning af Energinets investeringer
- + Driftsudgifter til transmissionsanlæg på energioen
- + Udgifter til nettab ved ilandføring fra energioen
- + Energinets andel af flaskehalsindtægter på elforbindelser til andre lande via energioerne.

Overvæltning af Energinets nettoudgifter

Den politiske delaftale om energioer fra september 2021 slår fast, at Energinets nettoudgifter til transport af el via energioernes kabler og anlæg så vidt muligt skal overvælttes på de private aktører, der vinder udbuddene om de havmølleparker, som kobles til energioerne.

Aftalen fastlægger ikke, hvordan denne overvæltning skal implementeres. Energinet er indgået i et samarbejde med Energistyrelsen og Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet om at udarbejde en metode til overvæltning af Energinets nettoudgifter.

Deling af ejerskab og udgifter mellem Energinet og 50Hertz

Energinet og 50Hertz forhandler i øjeblikket om, hvordan ejerskab og omkostninger skal fordeles mellem de to selskaber i alternativ 1 (DK + DE). Principperne for fordeling af omkostninger og flaskehalsindtægter for elforbindelsen mellem Sjælland og Tyskland via Energio Bornholm udestår stadig. Tabel 4 viser antagelserne om ejerskab og omkostningsfordeling mellem Energinet og 50Hertz. For denne business case antages det, at nettab og flaskehalsindtægter for projektet deles 50/50 mellem Energinet og 50Hertz.

Overblik over selskabsøkonomien

Selvom Energinets nettoudgift til anlæg og drift af Energio Bornholms elinfrastruktur overvælttes på havmøllejerne, så vil Energio Bornholm sandsynligvis have afledte effekter på Energinets selskabsøkonomi, der ikke er omfattet af overvæltningen på havmøllejerne.

Fx vil flaskehalsindtægter og nettab på eksisterende elforbindelser til udlandet påvirkes. Tilslutning af strøm fra Energio Bornholms havmøller kan desuden lede til større ubalancer, som vil øge Energinets behov for indkøb af diverse systemydelser. Endelig kan elforbindelserne fra Energio Bornholm føre til øget nettab i det danske højspændingsnet og eventuelt medføre afledte behov for forstærkninger af elnettet, som igen vil medføre øgede udgifter for Energinet som selskab.

Anlægsudgifter

Energinet estimerer, at anlægsomkostninger for Energinet er cirka 10 mia. DKK lavere i nutidsværdi for alternativ 1 (DK + DE) end for alternativ 2 (DK). Det skyldes dels, at 50Hertz vil bære en væsentlig del af anlægsomkostningerne relateret til elforbindelserne fra Energio Bornholm i alternativ 1 (DK + DE), mens Energinet og det danske samfund dels vil bære alle omkostninger i alternativ 2 (DK). Desuden skal anlægget i alternativ 2 deles op i tre separate forbindelser, altså tre ekstra, selvstændige kabelsystemer på hver 1 GW. Den ekstra opdeling i selvstændige forbindelser er nødvendig for at imødekomme det danske forsyningssikkerhedskriterium for N-1.

Flaskehalsindtægter

Energinets modelberegninger viser, at de samlede danske flaskehalsindtægter er lavere i alternativ 1 (DK + DE) end i alternativ 2 (DK). Det skyldes, at indføring af 3 GW havvind fra Energio Bornholm i alternativ 2 (DK) vil have en positiv betydning for de samlede flaskehalsindtægter på eksisterende danske udlandsforbindelser og Storebæltsforbindelsen.

Omvendt vil alternativ 1 (DK + DE) medføre positive flaskehalsindtægter på de to nye forbindelser fra Sjælland og Tyskland til Energio Bornholm, men samtidig vil det reducere de samlede flaskehalsindtægter på eksisterende danske elforbindelser til udlandet og Storebæltsforbindelsen.

Usikkerhed om flaskehalsindtægter

De simuleringer af elmarkedet, som ligger til grund for estimer af flaskehalsindtægter, er behæftet med usikkerhed. En vigtig antagelse for markedssimuleringen er, hvilket klimaår der anvendes som grundlag i beregningerne. Resultaterne i den selskabs- og samfundsøkonomiske analyse er baseret på gennemsnittet over 35 klimaår, men flaskehalsindtægterne varierer betydeligt over de simulerede klimaår.

TABEL 4

Fordeling af omkostninger	
Anlægs- og driftsomkostninger	
Sjælland-Bornholm	Energinet ejer, driver og afholder alle driftsomkostninger på forbindelse fra Sjælland til Bornholm
Bornholm-Tyskland	50Hertz ejer, driver og afholder alle driftsomkostninger på forbindelse fra Bornholm til Tyskland
Anlæg på Bornholm	Energinet ejer, driver og afholder alle driftsomkostninger på Bornholm

BOKS 10



USIKKERHEDER VED ANLÆGSOMKOSTNINGER

Der er generelt en række usikkerheder i budgettet for anlægsomkostningerne, fx:

- Der skal bygges ny teknologi på en ø (umoden teknologi, transport af materialer, mandskabskrav etc.)
- Udfald af omkostningsfordeling mellem Energinet og 50Hertz
- Usikkerhed omkring tilslutningspunkt på Sjælland
- Omkostninger ved eventuelle forsinkelser
- Usikkerhed om anskaffelsesvilkår.

TABEL 5

Selskabsøkonomiske elementer (nutidsværdi i mia. DKK)	Alternativ 1 (DK + DE)	Alternativ 2 (DK)
Selskabsøkonomiske omkostninger		
Anlægsomkostninger	13,1	23,4
Drift og vedligehold	1,7	2,7
Sanering og reetablering	0,0	0,1
Forstærkninger af eksisterende højspændingsnet i Danmark	0,0	0,2
Systemydelser til håndtering af samtidig udfald på energikabler mellem Sjælland og Bornholm*	-	-
Systemydelser til balancering af Energinet havvind*	-	-
Nettab på elforbindelser til udlandet samt Storebæltsforbindelsen	0,5	0,7
Økonomisk tab som følge af udetid ved havari og vedligehold	0,7	1,1
Selskabsøkonomiske omkostninger i alt	16,0	28,2
Selskabsøkonomiske gevinster		
Flaskehalsindtægter	0,2	2,2
Transitkompensation	-0,1	-0,2
Nødstart	0,0	0,0
Systembærende egenskaber	0,0	0,0
Overvæltning til elproducenter og elforbrugere	16,0	26,2
Selskabsøkonomiske gevinster i alt	16,0	28,2
Selskabsøkonomiske nettogevinster	0,0	0,0

*Se afsnit omkring øget behov for systemydelser på side 25.

USIKKERHED OM ØGET BEHOV FOR SYSTEMYDELSE

Energinet indkøber en række ydelser for at kunne opretholde en sikker og stabil drift af elsystemet året rundt. Disse ydelser betegnes systemydelser. Energio Bornholm vil påvirke behovet for systemydelser grundet to mulige forhold, der kan opstå: 1) Muligheden for en dimensionerende fejl (også kaldet N-1 udfald) i det østdanske elsystem øges ved etableringen af Energio Bornholm, og 2) havvinden ved Energio Bornholm vil forventeligt øge behovet for systemydelser til håndtering af ubalancer i elsystemet.

Både det øgede behov for systemydelser som konsekvens af Energio Bornholm og i særdeleshed prisen for systemydelserne i fremtiden er forbundet med stor usikkerhed.

Den ekstra kompleksitet og det øgede behov til balancering af elsystemet, som en stor enhed som en energio medfører, er afgørende at indtænke i udviklingen af de fremtidige europæiske balanceringsplattformer og i de nordiske markeder for reserver. Her pågår derfor et arbejde med at analysere, hvordan Energinet og andre TSO'er sikrer en effektiv udnyttelse af systemydelser på tværs af grænser.

Systemydelser til mulige udfald på forbindelsen til Energio Bornholm

Energinet indkøber i dag systemydelser (mFRR) til at kunne håndtere dimensionerende udfald (N-1) på 600 MW i Østdanmark. I begge alternativer i business casen øges det dimensionerende udfald ved etableringen af Energio Bornholm potentielt. I alternativ 1 (DK + DE) fordobles det dimensionerende udfald til 1.200 MW, hvilket kan indtræffe, hvis begge kabler fra Energio Bornholm til Sjælland udkobler samtidigt og dette regnes som en dimensionerende fejl.

I business casen er det antaget, at Energinet ikke øger sit indkøb af systemydelser til at håndtere samtidig udfald på begge kabler fra Sjælland til Energio Bornholm. Denne antagelse er sket på baggrund af en risikoanalyse og en accept af en øget risiko for forbrugsaflastning ved udfaldet. Risikoanalysen viser, at der i 2030 i gennemsnit kan forventes cirka 0,4 afbrudsminutter mens der i 2040 kan forventes cirka 0,6 ekstra afbrudsminutter, i Danmark. Omkostningerne forbundet hermed er en samfundsøkonomisk omkostning og fremgår af tabel 2, rækken 'Systemydelser til håndtering af samtidig udfald på energio kabler mellem Sjælland og Bornholm'. Det skal understreges, hvis der opstår et afbrud, vil der være tale om et stort antal ekstra afbrudsminutter i det givne år.

Tilgangen med at acceptere forbrugsaflastningen og ikke at indkøbe reserver skal accepteres politisk og af de andre nordiske TSO'er.

Hvis løsningen med forbrugsaflastning ikke bliver accepteret vil der være behov for indkøb af ekstra systemydelser i Østdanmark til at håndtere udfald. Omkostningerne forbundet hermed er meget usikre og afhænger af de fremtidige rammer for køb af systemydelser. I alternativ 1 (DK + DE) kan omkostningerne forventes at være i intervallet 150-1.250 mio. DKK årligt, hvor det høje estimat er udtryk for en ekstrem case med historisk høje priser på systemydelser.

Systemydelser til håndtering af balancering af havvind

Etablering af ekstra vindproduktionskapacitet, fx 3 GW havvind ved Energio Bornholm, vil generelt øge Energinets behov for indkøb af systemydelser (FCR-N, FCR-D, FRR, aFRR, og mFRR) til håndtering af potentielle ubalancer i det danske elsystem i henhold til gældende regulering og driftsaftaler. Det større behov for systemydelser skyldes udbygningen af havvind. Uagtet om havvinden etableres i forbindelse med energio Bornholm eller andre steder i Danmark i form af en traditionel radial forbindelse, som fx ved Thor Havmøllepark ville der være et behov for, at Energinet indkøber flere systemydelser. Da omkostningerne til systemydelser kan henføres til udbygningen af havvind og ikke Energinets elinfrastruktur er de ikke medregnet i business casen.

Energinets foreløbige analyser viser på baggrund af nuværende markedsrammer og historiske priser, at disse systemydelsesomkostninger estimeres til cirka 650 mio. DKK årligt. Omkostningerne til systemydelser til håndtering af balancering er forbundet med store usikkerheder og udviklingen i en række forskellige forhold kan påvirke omkostningerne forskelligt.

Det er en væsentligt opgave for Energinet i de kommende år at gennemføre det nødvendige udviklingsarbejde, der gør, at elsystemet kan balanceres effektivt i en fremtidig med store udbygninger af havvind.

KLIMA, VEDVARENDE ENERGI OG FORSYNINGSSIKKERHED

Dette afsnit omhandler de konsekvenser, Energinet vurderer, at driften af Energinet Bornholms elinfrastruktur i begge alternativer (DK + DE og DK) vil have for klima, for evnen til at indpasse mere vedvarende energi samt for forsyningssikkerheden.

Klimapåvirkning

Begge alternativer vil medføre væsentlige CO₂-reduktioner fra elsektoren på europæisk niveau. Det skyldes, at den store mængde havmøllestrøm fra Energinet Bornholm, der indpasses i elsystemet i de to alternativer, vil medføre en mindre andel af elproduktion baseret på fossile brændsler end i en situation uden Energinet Bornholm.

CO₂-udledning fra elproduktion

CO₂-udledningen fra dansk elproduktion forventes allerede i 2030 meget begrænset, hvorfor de forventede danske CO₂-reduktioner i elsektoren fra projektet er små. Potentielle reduktioner i andre sektorer og CO₂-udledning i anlægsfasen er ikke inkluderet i CO₂-reduktionstallene i nedenstående tabel.

Alternativ 1 (DK + DE) medfører de største samlede CO₂-reduktioner i Europa, da en større mængde af fossil elproduktion på det europæiske kontinent fortrænges ved at have en direkte forbindelse fra Energinet Bornholm til Tyskland.

CO₂-udledning fra produktion og anlægsproces

Produktionen af byggematerialer til Energinet Bornholm vil ligesom bygge- og anlægsprocessen medføre udledning af CO₂. Det er ikke muligt på nuværende tidspunkt at beskrive Energinet Bornholms indvirkning på klimaet i bygge- og anlægsfasen, hverken for alternativ 1 eller 2.

Energinet ønsker dog et særligt fokus på at mindske energiforbruget og CO₂-aftrykket i bygge- og anlægsprocessen. Energinet foretager derfor en vurdering af, hvilke tiltag der kan gøres for at reducere klimabelastningen i anlægsfasen mest effektivt, fx i form af:

- Udarbejdelse af klimaregnskab og målstyring for CO₂-udledning i projektet
- Prioritering af elforsynede byggepladser og maskinparker
- Reduktion af materialer, spild og affald.

Vurderingen af klimapåvirkning i bygge- og anlægsprocessen forventes foretaget sideløbende med miljøvurderingsprocesserne.

TABEL 6

Ændring i CO ₂ -udledning fra elproduktion (mio. tons)	Alternativ 1 (DK + DE)	Alternativ 2 (DK)
2030		
Danmark	-0,04	-0,07
Europa	-3,5	-2,2
2040		
Danmark	-0,04	-0,06
Europa	-3,1	-2,2

Indpasning af vedvarende energi

Begge belyste alternativer vil bidrage til at integrere strøm fra havmøllerne ved Energio Bornholm i det danske og europæiske elsystem.

Indpasning af vedvarende energi betyder her det samlede elsystems evne til at transportere de mængder af vedvarende energi, som vindmøller og solcelleanlæg er i stand til at producere hen til forbrugscentre på tidspunkter, hvor der er efterspørgsel.

Ved afkortning af vedvarende energi forstås potentiel elproduktion (fra sol og vind), som ikke produceres på grund af for stort udbud af strøm sammenlignet med efterspørgslen i visse timer.

Alternativ 1 (DK + DE) vil muliggøre større udnyttelse og produktion af vedvarende energi i Danmark og Europa end alternativ 2 (DK), som det fremgår af tabellen herunder.

Bemærk, at i begge alternativer kan hele den potentielle elproduktion (cirka 13,8 TWh pr. år) fra havvinden ved Energio Bornholm ikke indpasses i elsystemet under eksisterende antagelser om forventet forbrug i Danmark og Europa.

Afkortningen af vedvarende energi stiger både i Danmark og i Danmarks nabolande (primært Tyskland), når Energio Bornholm etableres. Derfor er indpasningen af vedvarende energi også mindre i Europa end i Danmark isoleret set.

Forsyningssikkerhed

Energinet vurderer, at den ekstra produktion af strøm fra vind ved Energio Bornholm vil have en marginal positiv effekt på effekttilstrækkeligheden i Danmark. Det skyldes, at det typisk er på tidspunkter med forholdsvis lav produktion af strøm fra vind, at risikoen for manglende effekttilstrækkelighed er størst.

Det forventes, at alternativ 1 (DK + DE) vil have en større positiv effekt på den danske effekttilstrækkelighed end alternativ 2 (DK). Det skyldes, at alternativ 1 (DK + DE) tilfører en ekstra importmulighed fra Tyskland til det østdanske elsystem, som forventes at opleve stigende risiko for manglende effekttilstrækkelighed specielt efter 2030.

Energio Bornholm vil potentielt øge den dimensionerende enhed (N-1) i det østdanske elsystem. Det vil øge risikoen for afbryd i elforsyningen. Håndteringen af den øgede risiko for forsyningssikkerheden er beskrevet i afsnittet omkring øget behov for systemydelser på side 25.

Der er ikke foretaget kvantitative analyser af effekttilstrækkeligheden for de to alternativer, men i Energinets Redegørelse for Elforsyningssikkerhed 2021 fremgår det, at de to danske energioer forventes at have en positiv påvirkning af den danske effekttilstrækkelighed.

TABEL 7

Indpasning af vedvarende energi fra vind og sol (TWh)	Alternativ 1 (DK + DE)	Alternativ 2 (DK)
2030		
Danmark	13,3	12,8
Europa	12,5	12,1
2040		
Danmark	13,1	12,8
Europa	12,2	11,8

MILJØ, SIKKERHED OG BEREDSKAB

Miljø

Energiø Bornholm er som samlet plan og som enkeltstående projekt underlagt lov om miljøvurdering.

Energinet har ved pålæg fra ministeren og under ledelse af Energistyrelsen fået til opgave at udføre forundersøgelser og miljøvurderinger af den overordnede statslige plan for Energiø Bornholm.

Energinet er derudover bygherre for energiøernes elinfrastruktur (højspændingsstationer og elkabler), og som bygherre for de konkrete anlæg har Energinet ifølge lov om miljøvurdering ansvaret for at udarbejde miljøkonsekvensvurderinger af disse anlægs miljøpåvirkninger.

Miljøstyrelsen vil være godkendende myndighed for hele VVM-processen (alle landanlæg og søkabler) for Energiø Bornholm. Ligeledes vil kommuner i udgangspunktet være myndighed for relevante, lokale planprocesser (kommuneplantillæg og lokalplaner).

Miljøvurderingerne sikrer et højt miljøbeskyttelsesniveau og bidrager til integrationen af miljøhensyn i alle dele af Energiø Bornholm under inddragelse af offentligheden.

Processerne med at vurdere og tage hensyn til Energiø Bornholms forventede påvirkninger af miljøet er igangsat og forventes færdiggjort henholdsvis medio og ultimo 2023, jf. rammerne i lovgivningen.

Det er derfor ikke muligt på nuværende tidspunkt at beskrive Energiø Bornholms elinfrastrukturindvirkning på miljøet, hverken for alternativ 1 (DK + DE) eller 2 (DK). Det er derfor endnu ikke muligt at anslå omkostningerne forbundet med reduktion af de miljømæssige konsekvenser, andet end hvad der følger af omkostninger til at forestå den samlede myndigheds- og planproces.

Arbejds miljø

Energinet planlægger efter, at Energiø Bornholms elinfrastruktur gennemføres med væsentligt færre arbejdsulykker med fravær end normalt for et bygge- og anlægsprojekt og ingen alvorlige arbejdsulykker. Alvorlige arbejdsulykker defineres her som ulykker med varige følger eller med fravær fra normalt arbejde i mere end 5 uger på grund af skaden.

Denne målsætning kræver, at projektet bygger videre på Energinets ulykkesforebyggelse med en høj ledelsesmæssig prioritering af arbejds miljø og sikkerhedskultur.

Med udgangspunkt i et gennemsnitligt bygge- og anlægsprojekt i Energinet, vil der for hver 1 mio. arbejdstimer i projektet, være 10 arbejdsulykker, der gør, at den ansatte har fravær på grund af ulykken. Udgangspunktet for begge alternativer er derfor, at der vil være flere arbejdsulykker jo højere aktivitetsniveau.

Energinet udarbejder derfor en selvstændig arbejds miljøstrategi for Energiø Bornholms elinfrastruktur med særlig fokus på at reducere antallet og alvorligheden af arbejdsulykker i bygge- og anlægsprocessen.

Arbejds miljøstrategien skal danne en solid ramme for en proaktiv og fremadrettet arbejds miljøindsats og skal indeholde konkrete handlingsplaner for at reducere negative arbejds miljøpåvirkninger i alle dele af projektet fra modning til drift, fx i form af:

- Indføring af arbejds miljøfaglig kvalificering af projektprodukter, fx i design, indkøb, ansættelse mv.
- Høj vægtning af leverandørers tiltag til forebyggelse af ulykker
- Planlægning af audits hos leverandører for at kontrollere, om de lever op til de hensyn om arbejds miljø, der vægtede positivt i tildelingen af kontrakten
- Udarbejdelse af projektfælles obligatorisk introduktionsprogram til sikkerhedsklima.

Det forventes, at antallet af arbejdsulykker med fravær og antallet af alvorlige arbejdsulykker for dette projekt forholdsmæssigt er lavere end andre større Energinet anlægsprojekter.

Dog vil projektet i sig selv medføre så meget risikobetonet aktivitet, at der forventeligt bliver tale om en stigning i det absolutte antal af arbejdsulykker sammenlignet med, hvis Energiø Bornholm ikke skulle etableres.

Beredskab

Energinet skal foretage nødvendig planlægning og træffe nødvendige foranstaltninger for at sikre forsyningen i beredskabs- og krisesituationer.

Etableringen af Energiø Bornholms elinfrastruktur er af sådan en størrelse og karakter, at det forventes at påvirke Energinets robusthed over for beredskabshændelser (det vil sige pludselige, uønskede og unormalt forekommende hændelser, der har konsekvenser for Energinets del af forsynings-, anlægs-, person- eller miløssikkerheden).

Det er derfor nødvendigt, at Energinet udarbejder en beredskabsmæssig konsekvensvurdering i overensstemmelse med elsektorberedskabslovgivningen med henblik på at reducere sårbarheden over for beredskabshændelser.

For at kunne udarbejde beredskabsvurderingen, er det en forudsætning, at der foreligger en konkret beskrivelse af de tekniske anlæg. Det vil sige anlæggenes fysiske dimensioner og egenskaber samt, hvor anlæggene skal etableres.

Energinet vil, så snart det er muligt, vurdere og tage hensyn til robustheden af anlægsarbejdets forventede påvirkning af robustheden over for beredskabshændelser.

RISICI

Energiø Bornholm bliver verdens første energiø. Innovationsbarren ligger højt, og beslutningerne bundet af klimadagsordenen medfører et eksternt tidspres på projektet. Energiø Bornholms elinfrastruktur er derfor et projekt behæftet med et højt risikotryk.

Økonomi og tidsplan afhænger ligeledes af samarbejdet med 50Hertz om elforbindelsen til Tyskland, ligesom de konkrete løsninger bliver baseret på ny teknologi, der fortsat skal udvikles og modnes. Dertil kommer, at når komponenterne skal købes ind, kan vi risikere at blive konfronteret med et marked, der i forvejen er overophedet som følge af den tilsvarende ambitiøse grønne omstilling i vores nabolande.

Business casen for Energiø Bornholms elinfrastruktur er derfor baseret på et større spænd af antagelser end normalt. Dette øger det samlede risikotryk for projektets tidsplan, budget og tekniske løsninger.

Energinet har arbejdet med projektets risici og mulige mitigerende tiltag i overensstemmelse med Energinets risikopolitik og overordnede risikorammeværktøj. Med afsæt i risikoanalyserne er der afsat reserver (usikkerhedsomkostninger) for knap 4 mia. DKK, jf. tabel 9 i bilag om *Anlægsbudget og afledte driftsomkostninger* vedrørende anlægsbudgettet. Usikkerhedsomkostningerne består samlet set af en projektlederreserve, en styregruppereserve og en risikopulje og svarer i alt til 30 pct. af basisbudgettet (uden byggerenter). Dette er cirka 20 pct.-point højere end, hvad Energinet vanligt afsætter samlet til risici i større anlægsprojekter. Usikkerhed omkring budgettering af de enkelte budgetposter indgår i styregruppe- og projektlederreserverne, mens risikopuljen er fastsat med afsæt i risikomeromkostninger, der ligger udover denne budgetusikkerhed.

Risikopuljen er beregnet med afsæt i en vurdering af konsekvens og sandsynlighed for de identificerede risici med henblik på at sikre, at projektet både kan forebygge (mitigere) forudsebare risici og potentielt også dække afledte omkostninger for de risici, som faktisk indtræffer. Risikopuljen er dynamisk og afspejler det aktuelle risikobillede. Relevante risici vil således løbende blive vurderet og søgt mitigeret, i takt med at projektet skrider frem.

De væsentligste risici, som vurderes at have størst økonomisk eller tidsmæssig betydning for business casen, fremgår af nedenstående risikomatrice og tabel nedenfor. Den økonomiske konsekvens er vurderet ud fra selskabsøkonomiske kriterier. Vurderingen af de enkelte risici i risikomatricen er på baggrund af sandsynlighed og konsekvens angivet efter planlagte mitigerende tiltag.

De risici, der potentielt har størst økonomisk konsekvens for projektet, er særligt 1) tekniske risici vedr. udvikling af HVDC-standarder og teknologi samt sammenkobling med det bornholmske elsystem. Dertil kommer 2) risikoen for uforudsete markedsvilkår og overophedning (blandt andet i lyset af udviklingen i Ukraine) samt 3) andre ydre forhold der kan forsinke projektet, som fx miljøvurderingsprocesser. Endelig kan nævnes risikoen for 4) en ændret ejerskabsfordeling på kablet til Tyskland samt 5) risikoen for, at Energinet ikke kan få forsikret anlægsarbejdet offshore.

Derudover er der en række risici, som vurderes at have en lidt mindre selskabsøkonomisk konsekvens, men som har betydning for processen, eller hvor de samfundsøkonomiske konsekvenser kan være betydelige. Dette omfatter blandt andet risikoen for, at Energinets samarbejdspartner, 50Hertz, bliver forsinket, eller ikke kan forpligte sig til projektet i tide, usikkerhed om det valgte markedsdesign (offshore budzoner), tilslutning af PtX-anlæg eller havvind samt antagelsen om, at Energinets nettoomkostninger kan overvælttes på havvindmøllejerne eller forbrugerne.

Endelig bygger business casen på en antagelse om, at Energinet ikke øger indkøbet af systemydelser til at håndtere samtidig udfald på energikabler mellem Sjælland og Bornholm og således implicit en accept af en øget risiko for forbrugsaflastning, jf. forklaringen på side 25 om usikkerhed om øget behov for systemydelser. Dette medfører en samfundsøkonomisk omkostning ved potentielle udfald, som dog er blevet indregnet i business casen. Tilsvarende er omkostninger til udetid i tilfælde af udfald af fx søkablerne, stationer eller forstyrrelser mellem systemerne indregnet i business casen. Risiko for udfald og øget behov for (eller ændrede priser på) indkøb af systemydelser både til håndtering af udfald og til balancering af mere vindkraft fremgår derfor ikke af risikomatricen. Der igangsættes en række mitigerende tiltag for at mindske disse risici.

KONSEKVENNS

6: Katastrofal (> 500 mio. DKK)			Ændret ejerskabs- fordeling på kablet til Tyskland	Risiko for uforudsete markedsvilkår Sammenkobling med det bornholmske elsystem Miljøvurderingsprocesser mv. forsinket projektet		
5: Kritisk (> 300 mio. DKK)					Udvikling af HVDC- standarder og teknologi Energinet kan ikke tegne forsikring for anlægsarbejdet offshore	
4: Alvorlig (> 100 mio. DKK)				Samarbejdende TSO bliver forsinket Udvikling af markedsdesign	Usikkerhed om krav til tilslutning af PtX-anlæg	
3: Betydelig (> 50 mio. DKK)						
2: Væsentlig (> 25 mio. DKK)			Tilslutningsbetingelser for havvind	Overvæltning af Energinets omkostninger på havvind	Ændret anskaffelses- proces ved trinvis udbygning	
1: Mindre væsentlig (> 10 mio. DKK)						
≤1 ≤4 ≤10 ≤20 ≤50 ≤90 SANDSYNLIGHED (PCT.)						

De væsentligste risici er placeret i risikomatrixen på baggrund af deres vurderede sandsynlighed og konsekvens - efter at mitigerende tiltag er implementeret.

ID	Risiko
R097	Miljøvurderingsprocesser mv. forsinker projektet Projektet er planlagt efter en stram tidsplan, hvor der ikke er plads til forsinkelser. Hvis projektet forsinkes eller sættes helt på hold i længere tid som følge af fx miljøvurderingsprocesser eller andre ydre forhold i anlægsfasen, kan det medføre ekstra krav fra leverandører. For at reducere risikoen vil projektet udarbejde en solid anskaffelsesstrategi samt indarbejde forsinkelsesklausuler i leverandørkontrakter for at reducere konsekvensen.
R006	Udvikling af HVDC-standarder og teknologi Teknologier til omformning og transport af jævnstrøm på højt spændingsniveau er umodne. Hvis udviklingsarbejde ikke kan gennemføres rettidigt, og udbudsmateriale dermed ikke kan udarbejdes med tilstrækkelig kvalitet, kan det føre til afvisning fra leverandører, fordyrelse og manglende konkurrence. Energinet søger at mitigere denne risiko ved at deltage i internationalt udviklingsarbejde, udarbejde en robust anskaffelsesstrategi, indkøbe en HVDC-simulator, mv. Grundet den stramme tidsplan for energiøen vurderes sandsynligheden for, at det nødvendige udviklingsarbejde ikke kan gennemføres rettidigt at være relativt høj. Konsekvensen vurderes ligeledes at være relativt høj, da fejl og mangler i de tekniske specifikationer kan medføre, at komponenter og kontrolsystemer skal re-designes under idriftsættelsen, hvilket også kan lede til forsinkelser for havvinden.
R102	Risiko for uforudsete markedsvilkår Efter færdiggørelse af budgettet med tilhørende usikkerheder for projektet er der, afledt af krigen i Ukraine, opstået et stærkt fokus på at indfase mere vedvarende energi hurtigst muligt i den europæiske energiforsyning. Det indebærer et øget pres på forsyningskæderne, således at prisen på transmissionsanlæg kan stige betydeligt. Det er vanskeligt at vurdere sandsynlighed og konsekvens for denne, da disse afhænger af hinanden, men der er i risikoberegningen antaget en stor konsekvens (> ½ mia. DKK) med en vis sandsynlighed på cirka 20 pct.).
R101	Energinet kan ikke tegne forsikring for anlægsarbejdet offshore Business casen ligger til grund, at Energinet kan tegne en forsikring, der dækker hele anlægsarbejdet. Forsikringsselskaberne signalerer dog, at de ikke vil forsikre anlægsarbejdet offshore, hvilket betyder, at projektet skal dække eventuelle skader i anlægsfasen offshore. For projektet vil skader på søkabler ved fx udlægning og beskyttelse medføre en betydelig omkostning til udbedring af søkabelskader. Energinet søger at mitigere denne risiko gennem en dialog med markedet og tilpasning af projektets forsikringsstrategi.
R087	Ændret ejerskabsfordeling på kablet til Tyskland Business casen bygger på en forudsætning om, at 50Hertz ejer og finansierer forbindelsen fra Energiø Bornholm til Tyskland. Hvis forhandlingerne med 50Hertz ikke forløber som ventet, kan ejerskabet af udlandsforbindelsen alternativt deles 50/50 eller ved EEZ-grænsen i havet. Det vil i givet fald betyde, at projektet skal bære en del af omkostningerne på forbindelsen til Tyskland.
R065	Sammenkobling med det bornholmske elsystem Det er en teknisk udfordring at tilkoble energiøens store produktionsenheder til Bornholms lille elnet. Sammen med leverandører skal der udvikles en løsning, der sikrer den nødvendige forsyningssikkerhed og elkvalitet på Bornholm. Det er i business casen påregnet, at sammenkoblingen kan gennemføres med en række budgetterede tiltag. Dog er der en risiko for, at leverandørerne ikke kan gennemføre sammenkoblingen med de budgetterede midler, og nye og dyrere løsninger skal implementeres. Dette kunne eksempelvis være udgifter til et konverteranlæg, der adskiller energiøen fra det lokale system, eller en ny systembærende enhed på Bornholm. Energinet søger at mitigere denne risiko gennem analyser af konsekvenser ved at koble det lokale elsystem og dialoger med HVDC-leverandører om udvikling af tekniske løsninger. Sandsynligheden vurderes at være relativt lav, da den indledende dialog med leverandører indikerer, at løsningerne kan udvikles. De mulige økonomiske konsekvenser er dog forholdsvis høje, da der skal investeres i nye anlæg til udbedring af tekniske problemer, hvis udfordringerne ikke kan løses med det forventede koncept.
R086	Usikkerhed om krav til tilslutning af PtX-anlæg Det er i business casen antaget, at der skal kunne tilkobles PtX til energiøen. Da PtX ikke er etableret i stor skala endnu, er der stor usikkerhed omkring det tekniske design og drift af sådanne anlæg. Dette gælder både fysisk med spændingsniveau, antal kabler osv., men også med hensyn til driftsmønstre og teknisk performance. Tilkobling af PtX kan derfor medføre øgede krav til energiøens kontrolsystem og ekstra elektriske anlæg for at sikre stabil drift. Denne risiko mitigeres ved, at Energinet løbende følger teknologiudviklingen og tilslutningsbetingelser for PtX og er i dialog med leverandører af transmissionsanlæg, således at design af Energiø Bornholms elinfrastruktur så vidt muligt kan matche de forventede fremtidige krav. Sandsynligheden for, at krav til tilslutning af PtX-anlæg er uklare på forhånd, vurderes at være høj, men til gengæld vurderes de potentielle økonomiske konsekvenser at være begrænsede.

ID	Risiko
R051	Ændret anskaffelsesproces ved trinvis udbygning Hvis samarbejdende TSO ikke kan træffe beslutning om anskaffelser rettidigt, kan det medføre, at anskaffelse af HVDC-konverter må opdeles på flere kontrakter og ikke kan samles i én. Det kan føre til øget kompleksitet, uklarhed om ansvarsfordeling i sammenkobling af strøm på anlægget, forsinkelser og øgede omkostninger. For at mitigere denne risiko deltager Energinet i internationalt udviklingsarbejde om interoperabilitet, udarbejder en robust anskaffelsesstrategi, og vil inddrage 50Hertz i de tekniske overvejelser, selv hvis projektet gennemføres ved trinvis udbygning. De økonomiske konsekvenser vurderes at være begrænsede, men med en mellemhøj sandsynlighed.
R021	Samarbejdende TSO bliver forsinket Manglende myndighedsgodkendelser eller politiske beslutninger på tysk side, eller manglende enighed om finansielle forudsætninger mellem Energinet og 50Hertz, kan medføre, at 50Hertz ikke forpligter sig til projektet i tide, hvilket kan forsinke det samlede projekt. Denne risiko er søgt mitigeret ved en grundig afdækning af tidsplaner og en mulig indstilling om at gennemføre projektet med trinvis udbygning som alternativ tidsplan. Konsekvensen kan fortsat være økonomiske konsekvenser, men har en mindre sandsynlighed for at indtræffe.
R079	Overvæltning af Energinets omkostninger på havvind Der er risiko for, at Energinet ikke kan dække alle omkostningerne til Energø Bornholms elinfrastruktur, hvis Energinets nettoudgifter ikke kan overvælttes på havvindmøllejerne eller forbrugerne, og Energinet holdes ansvarlig for realiserede omkostninger. Denne risiko mitigeres ved, at Energinet fremhæver overfor myndighederne, at det er afgørende for Energinet, at det skal være muligt at efterregulere indtægtsrammen, hvis de faktiske omkostninger overstiger budget. Dette bliver et nøglepunkt i dialogen med Forsyningstilsynet om overvæltning af Energinets nettoudgifter på havvind. Konsekvensen på Energinets økonomi vurderes derfor at være begrænset, dog med en middel risiko for at den indtræffer i et vist omfang.
R025	Udvikling af markedsdesign Hvis nabolande gør indsigelser mod en national budzoneproces, kan det føre til forsinkelser og uklarhed eller til en beslutning om, at der ikke skal oprettes selvstændig offshore budzone – som er det, Energinet anbefaler. Det kan betyde forsinkelser af projektet og en dårligere samfundsøkonomi end ellers. Denne risiko mitigeres ved, at Energinet er i dialog med myndigheder med henblik på, at offshore budzoner bliver markedsdesignet. Derudover bidrager Energinet til europæiske budzonestudier, der kan understøtte en anbefaling om offshore budzoner ved etablering af energiøer. Såfremt denne risiko indtræffer, kan den have betydelige konsekvenser for tidsplanen og dermed for projektets samlede økonomi.
R078	Tilslutningsbetingelser for havvind Energinet kan risikere at skulle betale kompensation til vindudviklere, hvis ikke havvindmøllerne kan tilsluttes elnettet til det aftalte tidspunkt. Denne risiko mitigeres ved, at tilslutningsaftalen udformes således, at der er tilstrækkelig fleksibilitet for Energinet ift. tilslutningsperioden, rimelige mål for opetid efter idriftsættelse og forbehold for begrænsning af kapaciteten på udlandsforbindelserne, der ligger uden for Energinets kontrol. Konsekvens og sandsynlighed efter mitigerende tiltag vurderes derfor at være begrænset.

MULIGHEDER OG UDFORDRINGER FOR ENERGINETS OMDØMME

Når man zoomer ind på Energiø Bornholms potentielle effekter for Energinets omdømme, vil man få øje på såvel oplagte muligheder som tydelige udfordringer.

Energiøerne er et af danmarkshistoriens største anlægsprojekter, og Energiø Bornholm kan blive verdens første energiø i drift.

Rationalet for energiøerne er grøn omstilling i en tid, hvor klimadagsordenen er blevet allestedsnærværende i den offentlige debat hos politikere, borgere og erhvervsliv.

I den situation er det oplagt, at de danske energiøer er og fortsat vil være genstand for massiv bevågenhed, interesse og dybdybende opmærksomhed fra fx borgere og lods ejere nær den planlagte infrastruktur til energiøerne samt kommuner, professionelle meningsdannere, tænketanke, grønne organisationer og virksomheder med økonomiske interesser i at blive del af projekterne.

Energiø Bornholm giver dermed Energinet mange anledninger til at blive mere kendt i offentligheden og til at blive forbundet med og holdt ansvarlig for processer, der har med energiørernes fremdrift og rationale at gøre. Derfor vil Energinets arbejde med Energiø Bornholms elinfrastruktur potentielt kunne påvirke Energinets omdømme i såvel positiv som negativ retning.

Det primære formål med strategisk kommunikation og interessevaretagelse i Energinets arbejde generelt med energiøer og specifikt med Energiø Bornholm er at understøtte realisering af energiøerne og naturligvis specifikt den elinfrastruktur i kernen af energiøerne, som Energinet skal bygge, eje og drive – og dermed vil have et blivende ansvar for.

Da havvind og energiøer alt andet lige forbindes med grøn energi, er det imidlertid også forventningen, at en positiv fremdrift vil bidrage til at styrke Energinets omdømme helt generelt. Omvendt vil forsinkelser, budgetoverskridelser eller fejl, som forbindes med Energinet, kunne påvirke Energinets omdømme negativt, uanset om årsagerne er direkte relateret til Energinets ansvar i det omfattende energiøprojekt eller ej.

Selvom Energinet dermed forventer, at der isoleret set vil være en ligefrem proportionalitet mellem fremdrift for Energiø Bornholm generelt og positiv indvirkning på Energinets omdømme, er der dog situationer i forbindelse med etablering af de konkrete anlæg, hvor lokalt oplevede gener kan overskygge værdien af, at der er tale om et bredt accepteret grønt formål med projektet.

Energinet vurderer, at muligheder og udfordringer for Energinets omdømme vil være de samme eller tæt på de samme i begge alternativer for Energiø Bornholms elinfrastruktur, som fremlægges i denne business case. Dog vurderes det, at det alternativ, hvor der kun føres strøm til Sjælland, kan indebære større risici for negativ påvirkning, idet dette alternativ sandsynligvis vil indebære flere forstærkninger af det eksisterende højspændingsnet i Danmark.

Energinets varetagelse af interessenter og kommunikation hviler på tillid, åbenhed og dialog, som er det grundlæggende fundament for Energinets interessentpolitik, der kan læses på Energinets hjemmeside.

SÅDAN REGNEDE VI

I dette afsnit beskrives de overordnede analytiske rammer for business casen og de løsningsalternativer, der henholdsvis er valgt og fravalgt samt en begrundelse herfor.

Rammer og antagelser

Rammerne for udarbejdelse af business casen for Energø Bornholms elinfrastruktur er bredere end for vanlige business cases i Energinet. Det skyldes, at flere forhold endnu ikke er afklaret før forelæggelsen af business casen.

Disse forhold inkluderer fx kapaciteten på tilsluttet havvind ved Bornholm, udvikling af ny teknologi, samarbejde med andre aktører for at kunne fremtidssikre anlægget til senere udvidelser og tilslutninger samt kommercielle forhold.

Business casen er derfor baseret på en række antagelser, som medfører betydelige usikkerheder om analysens resultater. I business casen bestræber Energinet sig derfor også for at vise, hvordan disse antagelser påvirker risici og omkostninger.

Business casen har desuden primært fokus på konsekvenserne ved den første etape – mens de fremtidige perspektiver i form af tilslutning af mere havvind og etablering af flere udlandsforbindelser kun beskrives omtrentligt og uden mere præcise beregninger og analyser.

Analyseramme

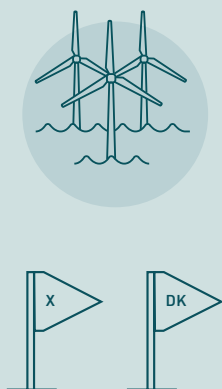
Det er Energinets opgave at fremlægge besluningsgrundlag for etablering af elinfrastruktur på Energø Bornholm samt ilandføring af den producerede el. Det er derimod ikke opgaven at fremlægge besluningsgrundlag for selve det at etablere Energø Bornholm inklusive vindmølleparker.

Som et teoretisk nulalternativ antager Energinet derfor i analysen, at der er etableret havmølleparker og produktion af strøm fra havvind ved Energø Bornholm, men at der ikke er etableret en elinfrastruktur til at samle, transportere og føre strømmen ind i nettene på land. Normalt vil nulalternativet beskrive den forventede situation uden, at det analyserede tiltag gennemføres, men i denne analyse er nulalternativet af mere teoretisk karakter og ikke et egentligt realistisk alternativ.

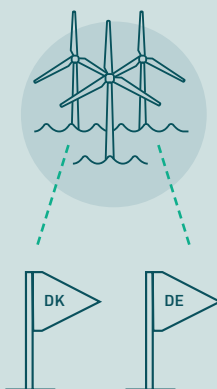
BOKS 11

TRANSMISSIONSALTERNATIVER

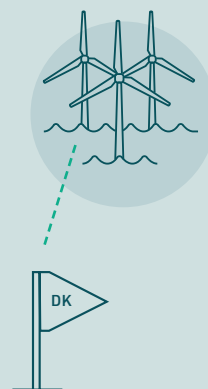
Nulalternativ



Alternativ 1



Alternativ 2



Nulalternativet sammenholdes med alternativer, hvor der etableres en elinfrastruktur på energiøen og til ilandføring af den producerede vind. Dette er illustreret i figuren på foregående side.

Analysen er således designet til at besvare følgende spørgsmål: Hvilke eltransmissionsanlæg er mest fordelagtig givet, at der anlægges en energiø med tilhørende vindproduktion? Med det valgte nulalternativ vil det være forskellen mellem alternativernes samfundsøkonomiske værdi, der sammenholdes og er relevant for investeringsbeslutningen. De samfundsøkonomiske værdier i de to alternativer vil fremstå meget store i forhold til nulalternativet. Det skyldes, at alle samfundsøkonomiske gevinster fra det samlede energiøprojekt og tilknyttede vindmølleparker medregnes for de to alternativer, mens omkostningerne til etablering af vindmølleparkerne ikke er medtaget.

I analysen er det forudsat, at der i alle alternativer etableres anlæg med en kapacitet, der som minimum svarer til den havvindproduktion, der etableres ved Bornholm. Der er således ikke medtaget alternativer, hvor energien føres i land som fx brint. Da det er politisk besluttet, at Energinet skal stå for etableringen af elinfrastrukturen, har analysen endvidere ikke medtaget alternativer, hvor hele eller dele af infrastrukturen ejes af kommercielle aktører.

Udvalgte alternativer

Der er udvalgt to alternativer for tilslutning af Energiø Bornholm. I begge alternativer er udgangspunktet, at der etableres anlæg med en kapacitet, der som minimum svarer til den havvindproduktion, der etableres ved Bornholm.

Tekniske forudsætninger

Alternativerne opstilles med baggrund i forventninger til den teknologiske udvikling og fremtidige løsninger. Alternativerne er opstillet, så de er fleksible over for tilslutning af yderligere havvind eller anden produktion, yderligere udlandsforbindelser og fx PtX-anlæg eller andre innovative projekter.

Udgangspunktet for de tekniske løsninger er, at disse klargøres til muligheden for elektrisk sammenkobling både på vekselstrøms- og jævnstrømssiden (AC- og DC-siden), hvilket kan sikre en øget grad af fleksibilitet og bedre økonomi for projektet.

En fremtidig udvidelse med en ekstra udlandsforbindelse på DC-siden vil eksempelvis ikke kræve nye omformere på Bornholm, hvorimod en eventuel fremtidig udvidelse af vindenergiproduktionen forsat vil kræve, at der installeres ekstra jævnstrømsomformerstationer.

ALTERNATIV 1: TILSLUTNING TIL SJÆLLAND OG TYSKLAND

Alternativ 1 er den løsning, Energinet indstiller i denne business case.

Alternativ 1 består af en ny station på Bornholm, hvor havmølleparkerne ved Bornholm kan tilsluttes transmissionsnettet samt en ny elforbindelse mellem Bornholm og til en ny station på Sjælland. Derudover etableres en 2 GW forbindelse til Tyskland i samarbejde med den tyske TSO, 50Hertz.

På Sjælland etableres en ny 400 kV-omformerstation nær Solhøj. Tilslutning af den nye station til elnettet på Sjælland vil være på de eksisterende linjer mellem stationerne Ishøj, Bjæverskov og Hovegård.

Med et tilslutningspunkt i station Solhøj vil der være 31 km nedgravede landkabler på Sjælland fra kysten i Køge Bugt gennem flere sjællandske kommuner til en ny station i området nær Solhøj.

En af fordelene ved dette tilslutningspunkt er, at tilslutning til nettet her kan ske uden at medføre behov for udbygninger af det eksisterende net.

Forbindelsen fra Sjælland til Energio Bornholm består af 209 km søkabler baseret på jævnstrøm, der passerer igennem dansk og svensk territorialfarvand. Søkablerne er bi-pol med en samlet kapacitet på 1,2 GW.

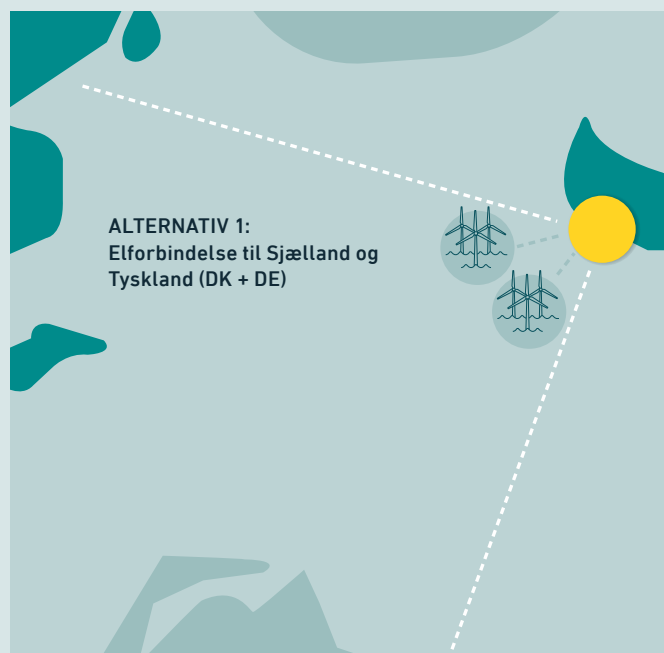
På Bornholm etableres der 5 km nedgravede landkabler baseret på jævnstrøm fra kysten syd for Rønne til en ny omformerstation i området syd for Aakirkeby på Bornholm.

Den nye omformerstation på Bornholm etableres som en multiterminal HVDC-løsning med vekselstrømssammenkobling som backup. HVDC-anlæg kan med den nuværende teknologi kun etableres som punkt-til-punkt-anlæg, hvor der ikke

kan tilsluttes andre anlæg mellem de to punkter. Sammenslutning af flere HVDC-anlæg sker via vekselstrøm. Multiterminal HVDC-anlæg vil derimod muliggøre sammenslutning af flere HVDC-anlæg på jævnstrømssiden af anlæggene.

Stationen består af en 1,2 GW omformer, der tilsluttes kablerne til Sjælland og en 2 GW omformer, der tilsluttes kablerne til Tyskland. Desuden vil stationen på Bornholm bestå af 400 kV-vekselstrømsanlæg, der er tilslutningspunktet for havmølleparkerne.

I samarbejde med 50Hertz etableres en 2 GW forbindelse til Tyskland. Denne forbindelse består af 3 km nedgravede landkabler på Bornholm og 63 km søkabler fra Bornholm til grænsen for den danske eksklusive økonomiske zone (EEZ-grænsen). Derefter fortsætter søkablet 67 km i tysk farvand og efterfølgende som landkabel til en station i Tyskland.



ALTERNATIV 2: TILSLUTNING TIL SJÆLLAND

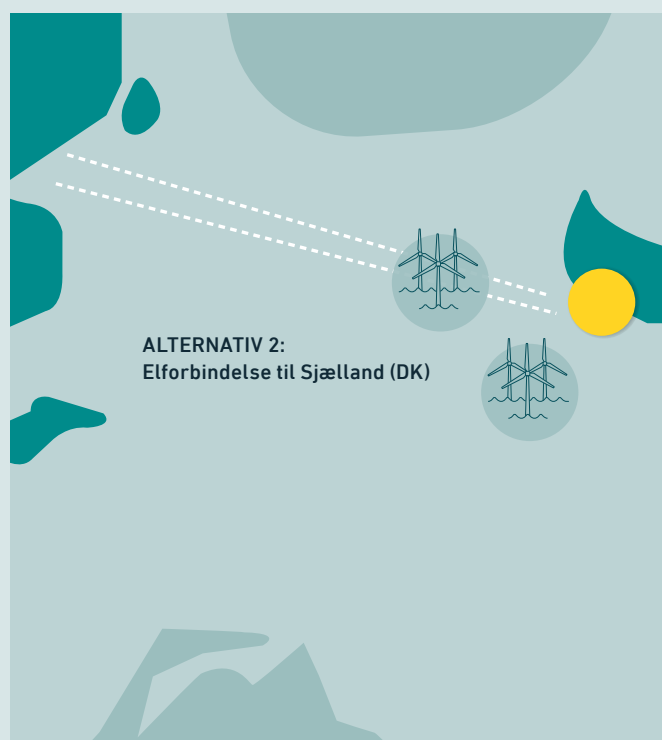
I alternativ 2 (DK) etableres en elforbindelse fra Energinet Bornholm til Sjælland med en kapacitet på 3 GW.

Med det valgte nulalternativ, hvor det er antaget, at havvind er tilsluttet Bornholm uden nødvendig elinfrastruktur, er det forskellen mellem alternativernes samfundsøkonomiske værdi, der sammenholdes og er relevant for investeringsbeslutningen. Derfor er dette alternativ nødvendigt for at belyse konsekvensen af en forbindelse til Tyskland. Alternativ 2 er altså et metodisk alternativ og vurderes ikke som værende realistisk.

Designgrundlaget for dette scenarie er ikke på samme detaljeniveau som i alternativ 1 (DK + DE), da det vurderes, at dette scenarie er et dyrt scenarie, der vil kræve yderligere omkostninger til interne netforstærkninger på Sjælland. Det betyder, at der kan forventes større usikkerhed ved det estimerede anlægsbudget.

Energinet forventer, at ilandføring af 3 GW vind fra Energinet Bornholm til nettet på Sjælland vil kræve yderligere netforstærkning i forhold til alternativ 1 (DK + DE). Det antages, at der som minimum vil være et behov for en 400 kV-forstærkning mellem Hovegård og Solhøj, hvilket er inkluderet i anlægsbudgettet for alternativ 2 (DK).

Stationen på Sjælland konfigureres i dette scenarie til at håndtere kapaciteten på 3 GW på kabelforbindelsen til Sjælland og indføddning af 3 GW havvind til Bornholm. Stationen designses også i dette alternativ til at være fleksibel over for fremtidige tilslutninger af yderligere havvind eller udlandsforbindelser.



Steder i nettet på Sjælland, hvor strøm kan tilsluttes

Energinet har analyseret og vurderet bedst egnede steder for tilslutning af strøm fra Energiø Bornholm i det sjællandske net. Vurderingen er foretaget på baggrund af en række hensyn (miljømæssige, tekniske, økonomiske, mv.) og ikke mindst med henblik på at minimere behov for forstærkninger af det eksisterende elnet.

Den samlede vurdering er, at en ny station i området nær Solhøj på Sjælland, hvor to højspændingslinjer danner et y-kryds, er det bedst egnede sted på Sjælland at tilslutte strømmen fra Energiø Bornholm. I analysen er det derfor antaget, at tilslutning af strømmen fra Energiø Bornholm til det sjællandske elnet i begge alternativer er ved en ny station nær Solhøj på Sjælland.

En endelig afklaring af punktet for tilslutning af strøm vil dog ikke være fundet før første kvartal 2024, hvor projektet forventer, at myndighederne kan give relevant endelig godkendelse i henhold til lov om miljøvurdering.

Som led i miljøvurdering af den samlede statslige plan for Energiø Bornholm er en ny station i området ved Hovegård eller ved Avedøre nævnt som mulige alternativer. For begge alternativer vurderer Energinet, at udbygninger af det eksisterende elnet på Sjælland vil blive nødvendige.

Kobling til elnettet på Bornholm

Energinets indledende analyser viser, at det sandsynligvis vil være teknisk muligt at koble det bornholmske distributionsnet til Energiø Bornholm uden at kompromittere hverken stabilitet eller forsyningssikkerhed.

Det antages i business casen, at Energiø Bornholm er forberedt til sammenkoblingen med elnettet på Bornholm, mens udvidelse af elnettet på Bornholm skal behandles i en separat business case. Hvis det mod forventning ikke er muligt at tilslutte elnettet på Bornholm, forventes det ikke at have nogen væsentlig konsekvens for projektet eller denne business cases resultater.

Ejere af havmøller står for tilslutning

I begge alternativer antages det, at det er ejerne af havmøllerne, der skal stå for tilslutning af strøm fra møllerne til Energinets højspændingsstation på Bornholm – efter samme model som i udbud af Thor Havvindmøllepark.

Hvis det i forbindelse med udbuddene viser sig, at Energinet skal stå for tilslutningen, vil det medføre højere anlægsomkostninger end antaget i denne business case.

Fravalgte alternativer

I nedenstående tabel beskriver vi fravalgte alternativer samt begrundelse for fravalget af alternativet.

BOKS 12

Alternativ	Beskrivelse af løsning	Begrundelse for fravalg
1 GW forbindelse til Tyskland	Etablering af en 1 GW forbindelse mellem Energiø Bornholm og Tyskland	I forbindelse med TSO-samarbejdet med 50Hertz blev både en 1 GW og 2 GW forbindelse mellem Energiø Bornholm og Tyskland undersøgt. 50Hertz er kun interesseret i en 2 GW forbindelse, da 50Hertz gerne vil fremtidssikre deres investering i forhold til eventuelle senere udvidelser, og derfor er alternativet med 1 GW forbindelse til Tyskland fravalgt.
AC-løsning	Etablering af vekselstrømskabler mellem Bornholm og Sjælland	Dette alternativ er fravalgt, da det på nuværende tidspunkt ikke antages muligt at anvende vekselstrøm på undersøgte kabelforbindelser med en længde på 209 km.
Minimal omkostningsløsning uden mulighed for udvidelse og brug af ny teknologi	Etablering af anlæg til at ilandføre 3 GW havvind uden mulighed for mere havvind eller flere elforbindelser til udlandet i fremtiden	Alternativet opfylder ikke krav til en energiø fra de politiske aftaler, da der ikke ville være mulighed for fremtidig udvidelse og tilslutning af yderligere havvind eller elforbindelser til udlandet. 50Hertz er ikke interesseret i at etablere en forbindelse til Energiø Bornholm, som ikke er forberedt på forventede fremtidige offshorestandarder og en tilstrækkelig grad af fleksibilitet for tilslutning af mere havvind eller flere forbindelser til udlandet.





BILAG

ANLÆGSBUDGET OG AFLEDTE DRIFTSOMKOSTNINGER

Anlægsbudgettet for det indstillede alternativ 1 er opstillet i nedenstående tabel.

Budgettet er periodiseret i forhold til, at projektet gennemføres i perioden 2022-2031 med idriftsættelse af det nye anlæg i 2029.

Budgetterne er opgjort i faste 2022-priser og indeholder alle forventede eksterne og interne omkostninger, der medgår til etablering af anlægget.

Hovedposter

Samlede anlægsomkostninger er budgetteret til 16.850 mio. DKK i faste 2022-priser. I løbende priser udgør budgettet 18.600 mio. DKK. De største poster i basisbudgettet vedrører konstruktion- og opførelsesomkostninger af

omformeranlæg/konvertere på Sjælland og Bornholm, der er budgetteret til [REDACTED], hvoraf indkøb af tre HVDC-konvertere udgør et samlet budget på [REDACTED], og bygningerne til konverterne udgør [REDACTED]. Derudover udgør indkøb og nedlægnings af cirka 30 km landkabel og 209 km søkabler [REDACTED].

Styringsmål

Styringsmålet for Energinets del af Energinet Bornholm på 13.468 mio. DKK angiver det mest sandsynlige, og er det budget, som stilles til rådighed, og er desuden det budget, som er projektets styringsmål uden risikopulje og styregruppereserve.

De samlede reserver (risikoomkostning, projektlederreserve og styregruppereserve) udgør 30 pct. i forhold til basisbudgettet (eksklusive byggerenter).

Styregruppereserven og risikopuljen er på henholdsvis 762 mio. DKK og 2.620 mio. DKK og disponeres af projektets styregruppe.

TABEL 8

Anlægsbudget - 2022-priser	mio. DKK
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
Basisbudget (eksklusive byggerenter)	12.632
Byggerenter	438
Basisbudget	13.070
Forventningstillæg (projektlederreserve)	398
Styringsmål	13.468
Risikopulje	2.620
Budgetusikkerhed (styregruppereserve)	762
Anlægsbudget	16.850

TABEL 9

Usikkerhedsomkostninger	mio. DKK	%
Risikoomkostninger	2.620	21 %
Forventningstillæg (projektlederreserve)	398	3 %
Budgetusikkerhed (styregruppereserve)	762	6 %
Andel ift. basisbudget (eksklusive Byggerenter)	3.780	30 %

Usikkerheder

Det indstillede budget er forbundet med væsentlige usikkerheder, da der ikke er gennemført lignende projekter i fuld skala og med lignende dimensionerede specifikationer til særligt konvertere og kabler.

Budgetestimerne tager derfor udgangspunkt i kombinationen af både nært sammenlignelige erfaringspriser for konvertere fra COBRA-projektet og Viking Link og markedsdialoger for særligt kabelbudgetterne til landkabel og søkabel.

Derudover foretages investeringerne en årrække ude i fremtiden, hvorfor prisoverslaget bliver sensitivt for både den generelle prisudvikling samt leverandørernes produktionskapacitet på ordretidspunktet.

De største usikkerheder i projektet er budgetestimerne i forbindelse med anskaffelser af land- og søkabel og særligt i forbindelse med køb og installation af søkablet. Budgettestimatet bliver særligt sensitivt for både den generelle prisudvikling, men særligt for prisudvikling i råvarer såsom aluminium og kobber, der anvendes i kableledere.

Markedet har desuden udtrykt risiko for knap kapacitet for produktion og levering af kabler på grund af mange projekter med behov for lignende specifikationer udover det generelle behov for kabler til projekter. Hertil skal der til et potentielt presset marked tillægges de generelle udfordrede forsyningskæder, som opleves nu, og som forventes at strække sig ud over en længere årrække. Budgettet for anlæggelse af søkablerne til henholdsvis Sjælland og Bornholm vil herudover være særdeles sensitiv for vejrlig og på det tidspunkt gældende dagsrater for skibe. Der er stor prisforskel på dagsrater for skibe, alt afhængig af, hvor mange lignende aktiviteter der er på markedet i den aktuelle periode.

Budgettet for henholdsvis konstruktion af bygningen til konvertere og prisestimer på indkøb og installation af selve HVDC-konverterne er baseret på erfaringspriser fra Viking Link tilpasset de aktuelle dimensioner og anlægsforhold for Energø Bornholm. Der foreligger ikke referencepriser med HVDC-sammenkobling, som det indstillede alternativ anvender, hvorfor referencepriserne er dimensioneret på baggrund af en antagelse om de påkrævede dimensioner.

Herudover er der for budgettestimatet tilknyttet usikkerheder, som kan forekomme i form af forsinkelser eller fordyrende omkostninger på grund af eventuel mangel på arbejdskraft i forbindelse med opførelse af tre bygninger og installation af tre konvertere, som skal være færdigbygget, installeret og idriftsat inden for samme tidsramme.

Budgettet til projektledelse dækker over alle interne timer til den overordnede projektledelse herunder den tværgående projektunderstøttelse og er estimeret til [REDACTED]. Derudover er der estimeret [REDACTED] til forsikringer i projektets anlægsperiode for henholdsvis onshore- og offshorearbejder. Af budgettestimatet til den tværgående projektledelse udgør [REDACTED] til hovedprojektledelse, styregruppe, projektøkonomi, projektindkøb og kontraktjura samt styring. Det resterende budget på cirka [REDACTED] er hensat til aktiviteter tæt på byggepladserne og dækker arbejdsmiljø, kvalitet (QHSE) og byggepladsledelse.

Der er øremærket [REDACTED] til beredskab og sikkerhed for at reducere niveauet af arbejdsulykker og sikre et proaktivt og markant fokus på forebyggende indsatser for at minimere og undgå arbejdsulykker i forbindelse med etablering af Energø Bornholm.

Der er afsat 2.620 mio. DKK i risikopuljen, baseret på projektets risikoanalyse, hvor puljen er beregnet som P50-værdien af et tre-punkts-estimat (min., mest sandsynlige, maks. risikopris), hvor risikoprisen er den økonomiske konsekvens ganget med sandsynlighed. Risikopuljen skal sikre, at projektet kan udbedre eventuelle indtrufne risici i projektet og mitigere risici i projektet.

Foruden omkostninger til etablering af projektet hensættes [REDACTED] til sanering og reetablering af stationsområderne på Sjælland og Bornholm samt sø- og landkablerne efter endt levetid.

Monte Carlo-simulering af basisbudget

For at belyse usikkerheden vedrørende anlægsomkostningerne for alternativ 1 (DK + DE) er der foretaget en Monte Carlo-simulering. Simuleringen tager på nuværende tidspunkt kun højde for usikkerhed vedrørende budgetteringen af anlægsomkostningerne. Usikkerheder relateret til forsinkelser, miljøgodkendelser og lignende er ikke indeholdt i simuleringen.

Af figuren nedenfor fremgår det, at middelværdien for simuleringen angiver et basisbudget på cirka 13.500 mio. DKK, hvilket svarer til en budgetforøgelse på 7 pct. relativt til basisbudgettet. Det højeste og laveste udfald i simuleringen var henholdsvis 16.800 og 9.700 mio. DKK svarende til en budgetændring på henholdsvis +33 pct. og -23 pct..

Afledte driftsomkostninger

Det indstillede alternativ 1 har budgetterede årlige driftsomkostninger på [REDACTED]. Driftsomkostningerne dækker over omkostninger til drift og vedligehold af to nye stationsanlæg beliggende henholdsvis i Solhøj (DK2) og på Bornholm forbundet via et HVDC-kabel.

Driftsomkostningerne tager blandt andet udgangspunkt i, at begge stationer er klasse 1 AIS-stationer, hvilket kræver højeste niveau af sikkerhed og adgangskontrol samt øget krav til forsyningsikkerhed.

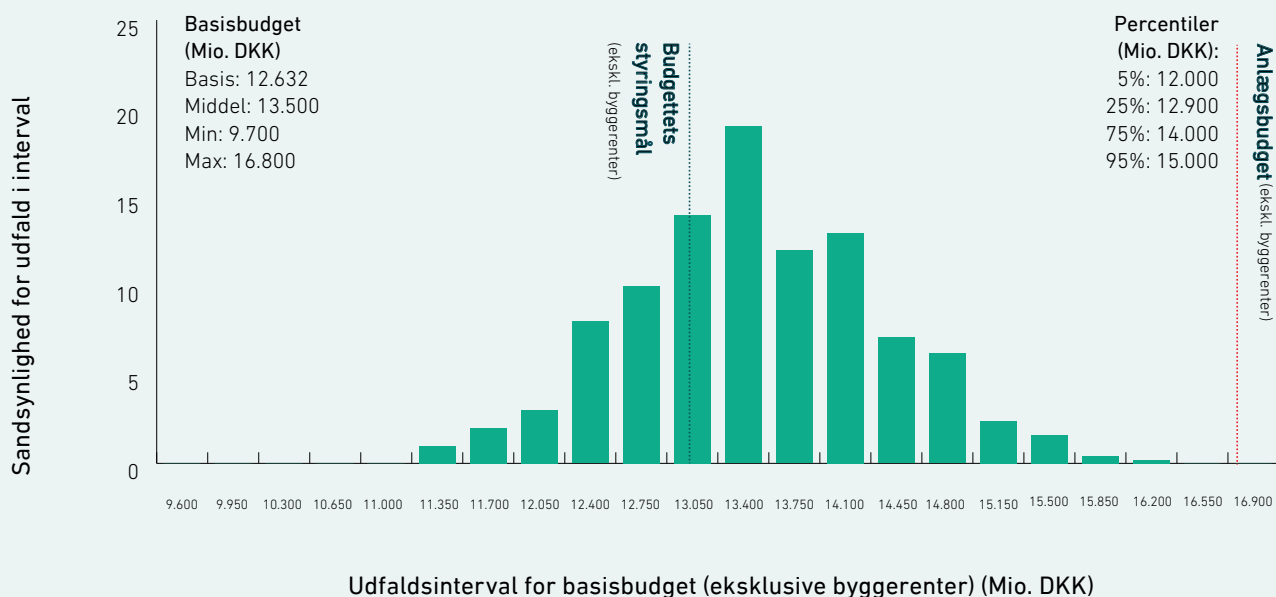
For Energiø Bornholm forventes et gennemsnitligt årligt nettab på [REDACTED].

TABEL 10

Afledte driftsomkostninger pr. år - 2022-priser	mio. DKK
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]

TABEL 11

Udfaldsrum for basisbudget (eksklusive byggerenter) baseret på Monte Carlo-simulering



UDBYGNINGER AF ENERGIØ BORNHOLM – SAMFUNDSØKONOMISKE PERSPEKTIVER

I dette afsnit findes Energinets vurdering af den samfundsøkonomiske gevinst ved mulige udbygninger af Energiø Bornholm. Med mulige udbygninger sigter vi her primært til udbygninger, hvor elkablernes eller havmøllernes kapacitet er større eller, hvor der senere udbygges forbindelser til flere andre lande (konkret Sverige og Polen), men hvor det primære alternativ stadig er det indstillede alternativ 1 (DK + DE).

Øget kapacitet på forbindelsen til Sjælland

De samfundsøkonomiske omkostninger ved at øge kapaciteten på elforbindelsen fra Energiø Bornholm til Sjælland fra (de i indstillingen) forudsatte 1,2 GW til 1,8 GW vil udgøre [REDACTED]

Den relativt høje forhøjelse af omkostningen skyldes primært, at det vil kræve anlæggelsen af en ekstra forbindelse, det vil sige et ekstra, selvstændigt kabel. Den ekstra, selvstændige forbindelse er nødvendig, da den danske forsyningssikkerhed opererer med det såkaldte N-1 kriterium, som siger, at elsystemet skal kunne fungere normalt, selv når der sker et brud på en større forbindelse. Den fastsatte størrelse på den dimensionerende enhed er (0,6 GW) i det østdanske system. En 1,2 GW forbindelse er designet, således at en fejl maks. kan føre til udfald på 0,6 GW. Tilsvarende for en 1,8 GW forbindelse vil en fejl betyde udfald på 0,9 GW, og forsyningssikkerheden ville blive kompromitteret. Derfor skal en kapacitet på 1,8 GW etableres som en 1,2 GW forbindelse og en 0,6 GW forbindelse.

En forbindelse mellem Energiø Bornholm og Sjælland på 1,2 GW forventes desuden kun at blive udnyttet fuldt ud i 20 pct. af årets timer, når der samtidig anlægges en forbindelse til Tyskland. Derfor er de samfundsøkonomiske gevinster ved at anlægge større forbindelser begrænsede. Hvis det på et senere tidspunkt vurderes samfundsøkonomisk fordelagtigt at etablere yderligere kapacitet fra Energiø Bornholm til Sjælland, begrænser alternativ 1 (DK + DE) ikke denne mulighed.

Kapacitet fra tilsluttet havvind

Den politiske aftale fra februar 2021 siger, at der skal etableres 2 GW havvind ved Energiø Bornholm. Energinet er imidlertid pålagt ved hjælp af havbundsundersøgelser i de igangværende forundersøgelser af Energiø Bornholm at afdække et areal, der kan rumme 3 GW. Hvis der skal anlægges 3 GW havvind, vil det imidlertid kræve en ny politisk beslutning herom.

De samfundsøkonomiske gevinster er størst i alternativ 1 (DK + DE) uanset, om der etableres 2 eller 3 GW havvind. En sammenligning af de samfundsøkonomiske gevinster viser, at forskellen i danske handelsgevinster imellem alternativ 1 (DK + DE) og alternativ 2 (DK) vil være cirka 2,5 mia. DKK mindre i nutidsværdi ved etablering af 2 GW havvind ved Energiø Bornholm end ved etablering af 3 GW. Det skyldes, at alternativ 1 (DK + DE) mere effektivt vil kunne indpasse 3 GW havvind i elsystemet sammenlignet med alternativ 2 (DK).

Både forbindelsen til Sjælland og forbindelsen til Tyskland vil i alternativ 1 (DK + DE) opnå en bedre grad af udnyttelse, hvis der anlægges 3 GW havvind frem for, hvis der kun anlægges 2 GW havvind. Det skyldes, at den primære funktion af forbindelserne fra Energiø Bornholm er ilandføring af havmøllestrøm.

Til gengæld vil der ved anlæggelse af kun 2 GW havvind være mere plads til handel af el mellem det tyske og det danske elmarked, end hvis der anlægges 3 GW. Simuleringer af elmarkedet viser, at kablets øgede plads til handel primært vil blive udnyttet til mere handel med el fra Danmark til Tyskland. Ved 3 GW er udnyttelsesprocenten til eksport fra Sjælland til Bornholm 4-5 pct., mens den ved 2 GW er 9-10 pct. både i 2030 og 2040.

TABEL 12

Samlet udnyttelsesprocent i begge retninger (%/år)	2 GW havvind	3 GW havvind
2030		
Forbindelse fra Energio Bornholm til Sjælland	35 %	43 %
Forbindelse fra Energio Bornholm til Tyskland	46 %	58 %
2040		
Forbindelse fra Energio Bornholm til Sjælland	43 %	51 %
Forbindelse fra Energio Bornholm til Tyskland	45 %	57 %

Flaskehalsindtægterne på forbindelsen til Sjælland er stort set ikke påvirket af, om der etableres 2 eller 3 GW havvind ved Bornholm. Modsat vil flaskehalsindtægterne på forbindelsen til Tyskland reduceres med 40-45 pct. i både 2030 og 2040 ved 2 GW havvind frem for 3 GW.

Elforbindelser til andre lande end Tyskland

Energinet vurderer, at det i begge alternativer (DK og DK + DE) er samfundsøkonomisk interessant at udbygge Energio Bornholm med yderligere elforbindelser til flere andre lande, fx til Sverige eller Polen.

Nettogevinsten ved en ny udlandsforbindelse fra Energio Bornholm vurderes større i alternativ 2 (DK) end alternativ 1 (DK + DE). Det skyldes, at værdien af energi fra vindmøller ved Bornholm kan øges betragteligt ved den første forbindelse direkte til udlandet sammenlignet med efterfølgende forbindelser til udlandet.

Det nordiske miks af elproduktion med store andele af vand- og atomkraft gør en elforbindelse mellem Energio Bornholm og Sverige interessant. Dette produktionsmiks komplementerer både vindkraften ved Bornholm og det centraleuropæiske elsystem godt.

Energinet vurderer, at de danske handelsgevinster ved en forbindelse til Sverige er større i alternativ 2 (DK) end alternativ 1 (DK + DE). Omvendt vurderer Energinet, at de samlede europæiske handelsgevinster ved at tilføje en forbindelse til Sverige vil være højere i alternativ 1 (DK + DE) end i alternativ 2 (DK).

Det indikerer, at der er større værdi i at forbinde Sverige, Tyskland og Danmark via Energio Bornholm end blot Sverige og Danmark. Resultaterne for alternativ 1 (DK + DE) med Sverige tilkoblet viser også, at flaskehalsen omkring Energio Bornholm primært vil være i nord-syd-retningen mellem Sverige og Tyskland, fordi udveksling mellem Sverige og Tyskland giver betydelig værdi.

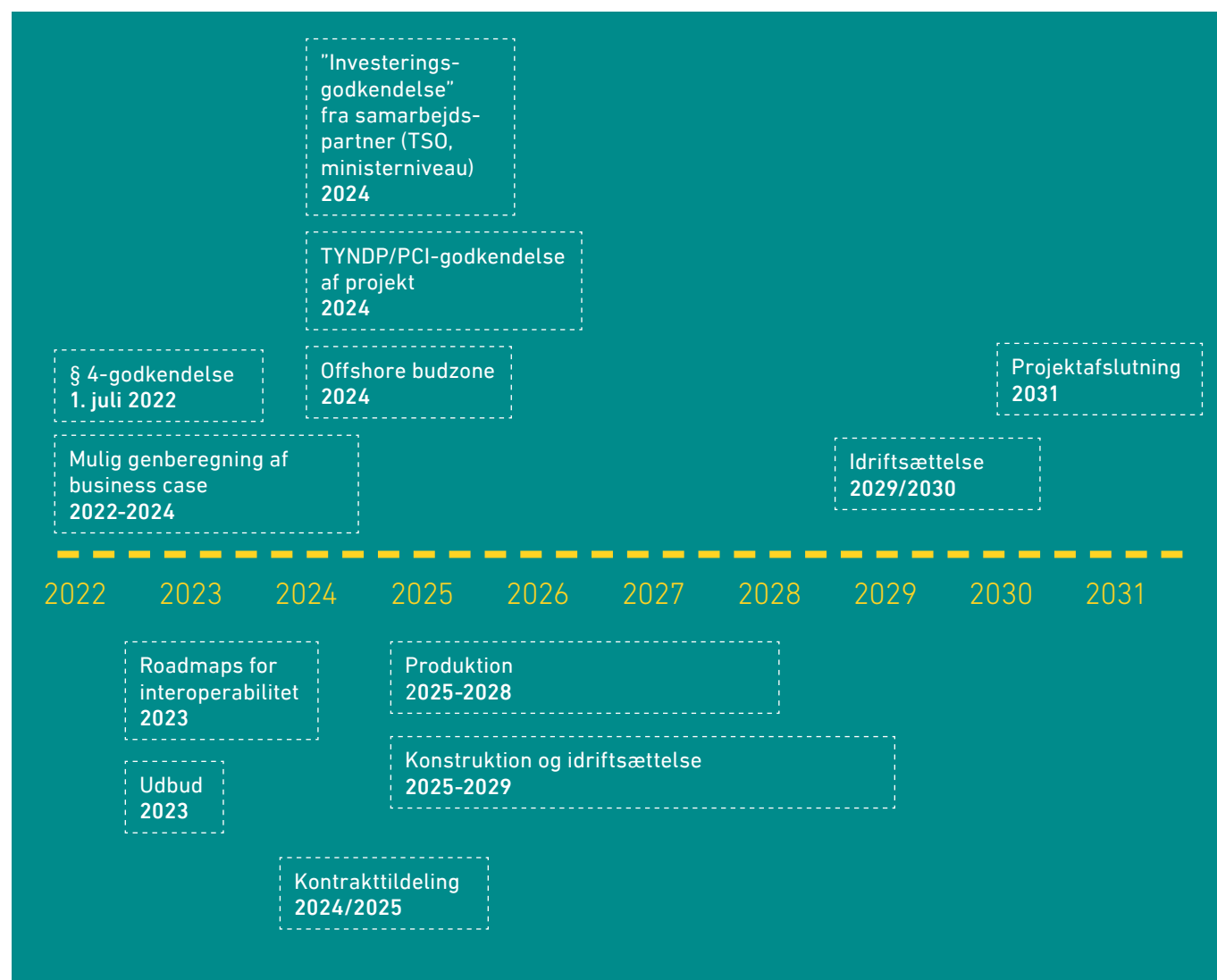
Tilkobling til Polen er interessant på grund af forventning om et generelt højere elpriseniveau i Polen. Det højere elpriseniveau skyldes forventning om betydelig vækst i elforbruget, fortsat betydelig elproduktion fra kul- og gaskraft samt et relativt isoleret polsk elsystem.

TIDSPLAN

Fremadrettet konsolideres tidsplanen med 50Hertz og leverandører via markedsdialog, og der arbejdes med at opstille fælles funktionskrav til projektet. I samme periode skal det afklares, om 50Hertz er med i første fase af projektet, eller om de tilslutter sig senere. Ved § 4-godkendelse skifter projektet til anlægsfase, og frem til forventet kontraktstildeling foregår anskaffelser, hvor den endelige tidsplan og scope fastlægges.

Det forventes, at business casen genberegnes, når de store kontrakter er klar til underskrift. Fra kontraktstildeling og forventelig frem til 2029 produceres og installeres anlæggene, og de første havmøller forventes tilsluttet.

Projektafslutning er i praksis først i 2031, da Energinet skal lave slutdokumenter efter selve idriftssættelsen i 2030.



ORDLISTE

50Hertz Transmission GmbH

En af de 4 TSO'er i Tyskland. 50Hertz har ansvaret for elnettet i den østlige del af Tyskland.

Alternating Current (AC)

Vekselstrøm - Elektrisk strøm, hvis retning hyppigt vendes.

Basisanalyse

Den centrale analyse, som er baseret på det bedste bud på fremtiden og konsekvenserne af de belyste alternativer. Udgangspunktet for følsomhedsanalyser.

Balance i elsystemet

Produktion og forbrug af el skal altid udligne hinanden for at opretholde frekvensniveauet på omkring 50 Hz i elsystemet.

Balanceringsplatforme

Samarbejdsplatforme for udveksling af reserver mellem TSO'er på tværs af landegrænser.

Budzone

Det største geografiske område, hvor markedsaktører kan handle elektricitet uden begrænsninger grundet interne flaskehalse.

Business case

En beskrivelse af begrundelserne for projektet og berettigelsen af projektets igangsættelse på baggrund af en samfundsøkonomisk analyse.

CO₂-kvotepriser

Markedspris for udledning af CO₂.

COBRACable

Elforbindelse mellem Holland og Danmark med en kapacitet på 700 MW. Forbindelsen er idriftsat i 2019.

Connecting Europe Facility (CEF)

Et EU-finansieringsprogram for infrastrukturinvesteringer på tværs af unionen i transport-, energi- og digitale projekter.

Direct Current (DC)

Jævnstrøm - Elektrisk strøm, der altid løber i samme retning.

DK2

Elprisområdet Østdanmark som inkluderer Sjælland, Lolland, Falster, Bornholm mv.

Effekttilstrækkeligheden

Sandsynlighed for, at der er nok elektricitet til rådighed for forbrugerne, når den efterspørges.

Elinfrastruktur

Omfatter alle de komponenter, som muliggør produktion, transmission og distribution af el.

Elmarked

Markedet for køb og salg af el. Består af et engrosmarked og detailmarked.

Eksklusiv Økonomisk Zone (EEZ)

Afgrænsning af havområder, hvor en kyststat har eneret på at udnytte de naturressourcer, der er i havet, havbunden og undergrunden.

Fast Frequency Reserve (FRR)

Anvendes til at sikre frekvensstabilitet i situationer med lav inert i elsystemet. Reserven aktiveres automatisk ved frekvensdyk til under 49,7 / 49,6 / 49,5 Hz og er aktiv, indtil FCR-D er fuldt aktiveret.

Flaskehalsindtægter

Overskud fra salg af el fra et budområde med lav pris til et prisområde med højere pris.

Forbrugsaflastning

Sidste redskab der bliver brugt for at sikre elsystemet mod et black-out. Forbrugsaflastning gennemføres ved helt eller delvist at afkoble forbrug på distributionsniveau.

Frekvensgenopretning (aFRR)

Frequency Restoration Reserve, også kendt som sekundær reserve. Benyttes til frekvensgenopretning.

Frekvensstyret Driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D)

Frequency Containment Reserves, også kendt som primær reserve. Benyttes til at stabilisere frekvensen i nøddriftsområdet under 49,9 Hz.

Frekvensstyret Normaldriftsreserve (FCR-N)

Frequency Containment Reserves, også kendt som primær reserve. Benyttes til frekvensstabilisering indenfor normaldriftsområdet på 49,9-50,1 Hz.

Global Ambition

Scenarie, hvor Europa fortsat vil bruge global handel til udviklingen og dekarboniseringen af energisystemet. Scenariet er udarbejdet af europæiske el og gas TSO-organisationer til brug i TYNDP 2022.

High Voltage Direct Current (HVDC)

Et transmissionssystem, som anvender jævnstrøm til transmission af el. HVDC anvendes i tilfælde, hvor to ikke synkroniserede vekselstrømssystemer skal forbindes eller i tilfælde af lange underjordiske eller undersøiske kabelforbindelser.

Hybrid elforbindelse

En elforbindelse, der både bruges til at føre strøm i land fra havmøller og til at forbinde to landes elmarkeder.

Klimaår

Klimamæssigt forskellige år, som bruges til at simulere et givent fremtidigt år under forskellige historiske vejrforhold.

Kriegers Flak

Elforbindelse på 400 MW mellem Tyskland og Danmark via havmølleparkeerne; Kriegers Flak, Baltic 1 og Baltic 2. Forbindelsen er idriftsat i 2020.

Manuelle reserver (mFRR)

Manual Frequency Restoration Reserves, også kendt som tertiær reserve. Benyttes til balanceudligning. Begrebet dækker over den kapacitet aktører stiller til rådighed efter aftale med Energinet.

Monte Carlo-simulering

Simuleringsmetode, som bruges til at belyse mulige udfald af en uforudsigelig begivenhed eller usikker variabel.

N-1

Princippet bruges til planlægning og drift af elsystemet og siger, at eltransmissionsnettets overordnede funktioner skal forblive intakte ved udfald af en vilkårlig komponent i elsystemet.

Nettab

Strøm der går tabt ved transport fra A til B gennem ledninger, kabler og transformerstationer.

Nettoafgiftsfaktor

Anvendes til at omregne faktorpriser (priser eksklusive indirekte skatter, afgifter og tilskud) til markedspriser.

North Sea Wind Power Hub

Internationalt udviklingssamarbejde mellem TSO'erne Energinet, TenneT og Gasunie.

Nulalternativ

Beskriver den forventede situation uden gennemførelse af det analyserede tiltag.

Nødstart

Energinet betaler aktører for at kunne starte elsystemet op fra dødt net i tilfælde af blackout. Kan også betegnes dødstart.

Omformerstation

Anlæg, hvor jævnstrøm kan omformes til vekselstrøm og omvendt.

Overvæltning

At lægge en økonomisk byrde over på nogen eller noget. Det er politisk besluttet, at Energinets nettoudgifter til transmission så vidt muligt skal overvælttes på havmøllejerne.

Power-to-X (PtX)

Grøn elektricitet (power) omdannes til noget andet (x). Elektriciteten kan fx omdannes via elektrolyse til brint.

Project of Common Interest (PCI)

En kategori af projekter, som Europa-Kommissionen har identificeret som nøgleprioriteter for sammenkobling af EU's energisysteminfrastruktur. Disse projekter er berettiget til at modtage offentlige midler, herunder også finansiering fra CEF-fonden.

Reserver

Indkøbt elkapacitet, som aktører stiller til rådighed i tilfælde af udfald af største produktionsenhed eller udvekslingskapacitet. Generel betegnelse for de systemydelser i form af energiaktivering og kapacitet, som Energinet indkøber til at opretholde en stabil og sikker drift af elsystemet

Samfundsøkonomi

Økonomisk analyse af fordele og ulemper for samfundet ved et vilkårligt investeringsprojekt.

Systembærende egenskaber

De ydelser, der er nødvendige for at opretholde en sikker og stabil drift af elsystemet: Frekvensstabilitet og spændingsstabilitet.

ORDLISTE

Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)

Hvert andet år udarbejder sammenlutningerne for europæiske el- og gasoperatører (ENTSO-E og ENTSG) en EU-dækkende tiårig gas- og elnetudviklingsplan.

Transitkompensation

Kompensation for nettab i elnettet i et givent land, som er forårsaget af øget transit af el mellem nabolande.

Transmissionsnet

Det overordnede forsyningsnet for el, naturgas og fjernvarme, som kan føre store energimængder over lange afstande.

Transmission System Operator (TSO)

Operatør, som driver og ejer el- og/eller gasnettet.

Udetid

En periode, hvor en del af elnettet ikke er i drift grundet havari eller vedligehold.

Viking Link

Kommende elforbindelse mellem England og Danmark med en kapacitet på 1.400 MW. Planlagt idriftsættelse i 2023.

Vurdering af Virkning på Miljøet (VVM)

Miljøkonsekvensvurdering, der skal gennemføres, inden der kan gives tilladelse til anlægsprojekter.

GÆLDENDE LOVE OG POLITISKE BESLUTNINGER OM ENERGIØ BORNHOLM

Klimaaftale for energi og industri mv. 2020

Dato: 22. juni 2020

[Klimaaftale for energi og industri mv. 2020 \(fm.dk\)](#)

Tillæg til klimaaftale om energi og industri af 22. juni 2020 vedr. ejerskab og konstruktion af energiøer mv.

Dato: 04. februar 2021

[Aftaletekst - Energiøer - Ejerskab og konstruktion af energiøer mv.pdf \(kefm.dk\)](#)

Udbudsforberedende delaftale om langsigtede rammer for udbud og ejerskab af energiøen i Nordsøen

Dato: 01. september 2021

[Udbudsforberedende delaftale om langsigtede rammer - energiø Nordsø.pdf \(kefm.dk\)](#)

Interessentpolitik (Energinet)

Dato: 20. november 2018

[Energinets interessentpolitik \(Energinet.dk\)](#)

Lov om Energinet

LBK-dato: 06. februar 2020

[Bekendtgørelse af lov om Energinet \(retsinformation.dk\)](#)

Ny økonomisk regulering af Energinet

LOV-dato: 12. december 2020

[Lov om ændring af lov om Energinet, lov om elforsyning og lov om naturgasforsyning \(retsinformation.dk\)](#)

Elforsyningsloven

LBK-dato: 12. maj 2021

[Elforsyningsloven \(retsinformation.dk\)](#)