

5. NOVEMBER 2021

Energiøens økonomiske risici

Baggrundsnotat til: Energiøen i
Nordsøen - proces, fakta og risici



1. Notatets formål

Aftalen om energiøen i Nordsøen er danmarkshistoriens største infrastrukturprojekt. Udover risikoen for, at elpriserne ikke udvikler sig gunstigt for projektet, er der en række andre mere projektspecifikke risici, som nærværende notat gennemgår.

- Hvilke risici er knyttet til energiøens aktiver og deres finansiering?
- Hvordan kan staten dække risici, som ikke bør ligge på investorerne?
- Hvilke særlige risici er forbundet med udlandsforbindelserne?
- Kan tysk energipolitik påvirke energiøens risikoprofil?
- Vil eksport af brint i stedet for el forbedre risikoprofilen?

1. Sammenfatning

Boks 1 sammenfatning

Hvilke risici er knyttet til energiøens aktiver og deres finansiering?

- Den fysiske ø udgør cirka 5 pct. af de samlede investeringsomkostninger og skal finansieres via udleje af areal, eller af ejernes indtægter ved aktiviteter på øen. Den største økonomiske risiko ved øen er de såkaldte vacancy costs, altså omkostningen ved et areal som (endnu) ikke bliver udnyttet og derfor ikke kan bidrage til at betale renter og afdrag af investeringen. Hvis der bygges havvindmølleparker og transmission helt op til 10 GW, er det kun et spørgsmål om tid før vacancy costs til de såkaldte fleksibilitets- og transmissionszoner forsvinder. Hvis den fysiske ø har en størrelse svarende til 10 GW og øen udbygges til mindre, vil øens ejere blive ramt af et betydeligt tab. Der er også vacancy costs ved den såkaldte innovationszone, som kun forsvinder hvis arealet hertil (ca. 13 pct. af det totale areal) udnyttes fuldt. Forsinkelser øger også vacancy costs.
- Transmissionsforbindelserne til land udgør cirka 35 pct. af investeringsomkostningerne og finansieres via tariffer og/eller flaskehalsindtægter. Så længe forbindelserne bygges parallelt med havvindmølleparkerne, og med innovative energiaktiviteter på øen i mente, er risikoen for manglende indtægter fra transmission behersket.
- Havvindmølleparkerne udgør 60 pct. af de samlede investeringsomkostninger og finansieres af indtægterne fra salg af el. Der er en betydelig risiko angående den langsigtede elpris, særligt hvad angår udviklinger i dansk og europæisk klima- og energipolitik. Der findes forskellige udbuds- og kontraktformer, som flytter prisrisikoen fra ejerne af havvindmølleparkerne til staten.

Hvordan kan staten dække risici som ikke bør ligge på investorerne?

- Langsigtede udsving i elprisen udgør den største økonomiske risiko for havvindmølleparkerne, men det er staten og de omgivende nabolande, som har størst indflydelse på denne risiko. Ved hjælp af Contract-for-Difference udbud kan staten overtage både risikoen for tab og chancen for gevinst, og herved kan man mindske afkastkravet for byderne på parkerne, og dermed statens udgifter til eventuel støtte. Selve risikoen ændres dog ikke umiddelbart af, at staten overtager den.

Hvilke særlige risici er forbundet med udlandsforbindelserne?

- Det har historisk set taget cirka 10 år at etablere en transmissionsforbindelse mellem Danmark og udlandet fra tidspunktet de to lande har indgået en aftale til forbindelsen er færdig.
- Nye udlandsforbindelser til energiøen kan næppe være klar før 2032.

Kan tysk energipolitik påvirke energiøens risikoprofil?

- Tyskland har, uden at projekterne endnu er færdiggjorte, brugt 10 års planlægning på 3 store interne nord-/sydgående transmissionsforbindelser.
- Det er uklart hvordan en fremtidig udbygning af nordtysk produktion af vedvarende energi og nedlæggelse af sydtysk kul-, gas- og kernekraft selv med disse forbindelser kan balanceres uden yderligere nord/syd transport af energi og uden at afregningspriserne til el fra vindmøller i Nordtyskland (og dermed også Danmark) risikerer et betydeligt nedadgående pres, som vil skade energiøens indtjening.

Vil eksport af brint i stedet for el forbedre risikoprofilen?

- Eksport af brint synes at udgøre et attraktivt alternativ, både i forhold til omkostningen, til stabilisering af elpriserne, og minimering af risikoen for forsinkelser i planlægnings- og anlægsprocesserne.
- Risikoen ved at satse på eksport af brint er, at der pt overhovedet ikke eksisterer et marked for brint i stor skala. Dette skal frembringes i tæt samspil mellem tysk industri og myndigheder.

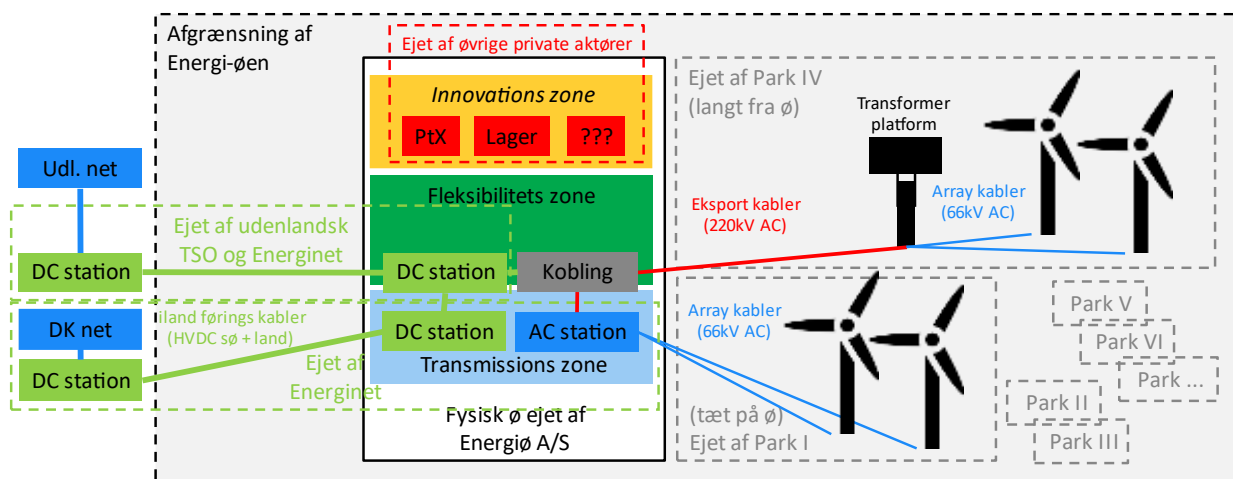
2. Øens aktiver, deres finansiering og risiko

Energiøen består af en række forskellige aktiver, som kan grupperes efter typen af ejer:

- Den fysiske ø (cirka 5 pct. af anlægsomkostningerne) skal ejes af selskabet Energiø A/S, som har flere forskellige ejere. Staten skal, når øen er færdig, eje mindst 50,1 pct. af selskabet, og øvrige ejere resten. Til den fysiske ø hører også infrastruktur såsom havn, veje, installationer, helikopterlandingsplads mv.
- Transmissionsudstyr fra øen til land (transformatorstationer, koblingsanlæg, kabler, samlet cirka 35 pct. af anlægsomkostningerne) ejes af Energinet, dog for udlandsforbindelserne i et ejerskab sammen med den pågældende udenlandske TSO.¹ Udstyret er placeret i øens såkaldte *transmissionszone*, men kan brede sig ind i den såkaldte *fleksibilitetszone*, når øens kapacitet udvides op imod de 10 GW.
- Havmølleparkerne (cirka 60 pct. af anlægsomkostningerne) ejes af de bydere, som vinder udbuddene. Udover møller og fundamenter hører også kabler fra møllerne til øen samt evt. transformerplatforme, såkaldte Offshore Sub Stations (OSS), til parkerne.
- Det er politisk aftalt, at der på øen skal afsættes plads i en såkaldt "innovationszone" til nye teknologier såsom Power-to-X, lager og øvrige innovative teknologier. Disse aktivers ejerselskaber skal enten kunne leje plads på øen, eller selv være ejere af Energiø A/S.

Endvidere skal øen ifølge Energistyrelsen inddeles i tre forskellige zoner.² Aktiverne, ejerskabet og zonerne er søgt illustreret i en principskitse i figur 1.

Figur 1 Principskitse af energiøens aktiver og ejerskab hertil



Anm.: AC angiver vekselstrøm, DC jævnstrøm

Kilde: Egen tilvirkning baseret på Energistyrelsen (2021b) og COWI (2021b)

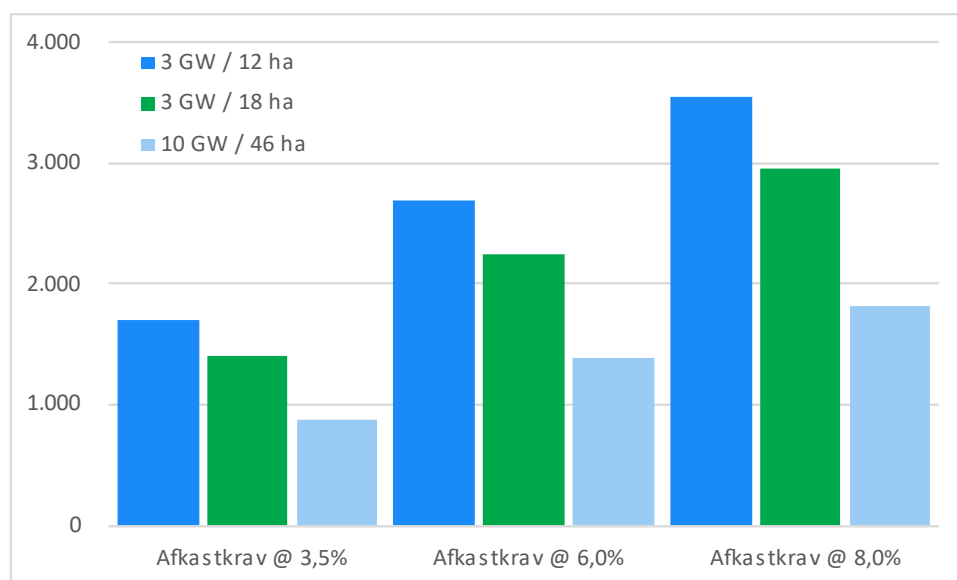
¹ TSO: Transmission System Operator – selskabet som driver transmissionsnettet på land.

² Energistyrelsen (2021b),

2.1 Den fysiske ø

Der er skalafordele ved at bygge en større ø, dvs. at enhedsomkostningen per kvadratmeter falder desto større ø, der bygges, i hvert fald inden rammerne af de 3 til 10 GW. Også afkastkravet har stor betydning for "huslejen", jf. figur 2.

Figur 2 Lejeomkostning som funktion af øens størrelse og afkastkrav, kr./m²/år



Anm.: Der er forudsat 70 års afskrivningsperiode.

Kilde: Egne beregninger baseret på omkostninger til øen jf. COWI (2021a)

Finansieringen af den fysiske ø forudsættes jf. Energistyrelsen (2021b) at ske enten ved udleje af arealerne, eller hvis en ejer selv udnytter sit areal, indtægter ved aktiviteterne.

2.1.1 Øens risici

Øens tre zoner har hver sin risikoprofil:

- *Transmissionszonen* (forventet 10 ha.³) er fastlagt til at kunne rumme transmissionsudstyr til ilandføring til de første 3 GW kapacitet, som Energinet skal leje. Siden de første 3 GW med stor sikkerhed bliver bygget, og fordi Energinet har en høj kreditværdighed, har transmissionszonen en forholdsvis beskedne risiko.
- *Fleksibilitetszonen* (forventet 32 ha.) er fastlagt til at kunne rumme transmissionsudstyr til ilandføring til de efterfølgende 7 GW kapacitet. Energinet (evt. sammen med udenlandske medejende TSO'er) skal betale leje herfor. Det er ikke afgjort om fleksibilitetszonen skal bygges samtidig med de to øvrige zoner (hvilket giver de laveste konstruktionsomkostninger), eller om den skal bygges til efterfølgende, når det er mere sikkert, om der er behov for arealet (dette reducerer risikoen for manglende indtægt). Risikoen for denne zone må derfor vurderes at være højere end for transmissionszonen.
- *Innovationszonen* (anslået 6 ha.⁴) rummer udover havn og øvrige servicefaciliteter også plads til evt. Power-to-X, lager og andre teknologier. Det er pt uvist, hvilke teknologier, der er økonomisk bæredygtige, så risikoen ved denne zone er stor. Bemærk at øget elektrolysekapacitet og muligvis også ellagring kan reducere

³ Se COWI (2021b) afsnit 8.2.

⁴ COWI (2021b) anslår, at 1 GW elektrolyse skal bruge 3,3 ha, mens havnefaciliteter og øvrige skal bruge 2,8 ha.

behovet for transmissionsudstyr. Der kan vise sig at være en flydende grænse mellem innovationszonen og fleksibilitetszonen.

Sænkekasseøer er en kendt teknologi. Der kan dog opstå problemer og forsinkelser i forhold til fx miljøgodkendelser, da byggeprocessen kan have negativ indflydelse på havmiljøet. Der er, som i alle byggeprojekter, en risiko for budgetoverskridelser. Det forhold at øen skal bygges 80 km fra land må også tænkes at indebære yderligere risici.

2.1.2 Øens vacancy costs

For både fleksibilitetszonen og innovationszonen ligger en problemstilling om såkaldte vacancy costs, dvs. finansieringen af disse to dele af den fysiske ø i tidsrummet, indtil disse to zoner bliver udfyldt med aktiver, som kan generere et indtægtsgrundlag. Energistyrelsen (2021b) forestiller sig umiddelbart et spektrum mellem to yderløsninger for finansieringen af vacancy costs:

- En symmetrisk risikodeling mellem alle ejere af Energiø A/S, hvor risikoen for tab og mulighed for gevinst fordeles efter ejerandel.
- En fuld statslig overtagelse af risiko og gevinstmuligheder.

Man kan notere sig, at vacancy costs består af finansiel udskydelse af indtægter fra aktiver på øen. Jo højere afkastkrav den ejende aktør har, desto større vil vacancy costs være.

Alternativet til vacancy costs er at udbygge øen i etaper. Denne løsning har formentlig højere byggeomkostninger, og hvis vacancy costs for en storskala løsning i en etape er højere end merprisen for etapevis udbygning, så vil den etapevise udbygning økonomisk være at foretrække.

I figur 2 ses det, at en 3 GW fysisk ø med 3,5 pct. afkastkrav har kvadratmeterpriser svarende til en 10 GW fysisk ø med 8 pct. afkastkrav. Dette antyder at storskala fordelene har samme størrelsesorden som muligheden for billig finansiering.

2.2 Transmissionsudstyr

Planerne for energiøernes transmissionsudstyr er endnu ikke helt fastlagte. COWI (2021b) har for øen på 3 GW regnet på forbindelser kun til Holland på 1,5 GW eller en forbindelse til Holland og Tyskland på hhv. 750 MW hver. Resten af strømmen skal ilandføres til Danmark. For 10 GW øen har COWI regnet på yderligere ilandføring til Danmark, Holland, Tyskland og UK. Særligt den store afstand og en høj kapacitet på kablet til UK giver en betydelig forøgelse af omkostningerne per produceret energimængde.⁵

2.2.1 Transmissionsudstyrets finansiering

Finansieringen af transmissionsudstyr til ilandføring fra øen (stationer, koblingsfelter og sø- og landkabler) falder på Energinet. Indenlandske transmissionsforbindelser finansieres som hovedregel over Energinets nettarif. Et fast øretillæg til forbrugernes betaling på 11 øre/kWh, mens producenter betaler indfødningsstariffer på under 1 øre/kWh. Det er endnu ikke afgjort, hvordan forbindelsen fra øen til Danmark finansieres. Udenlandske transmissionsforbindelser er sædvanligvis samejet med handelslandets TSO, og finansieres via såkaldte flaskehalsindtægter.

⁵Jf. baggrundsnotat: Energiøernes samspil med elprisen. Kraka Advisory (2021).

Boks 2 Forklaring af flaskehalsindtægter

Flaskehalsindtægter opstår, når to sammenhandlende budzoner har forskellige elpriser. Det sker, når transmissionsforbindelsen mellem dem er fuldt udnyttet. Ejere af forbindelserne (typisk TSO'er) modtager da en betaling lig den handlede mængde gange forskellen mellem elpriserne i de to zoner. Typisk deles drifts- og anlægsomkostninger og flaskehalsindtægterne ligeligt mellem de to budzoners TSO'er.

Finansiering via flaskehalsindtægter har større økonomisk risiko end en finansiering baseret på en omkostningsbestemt tarif, men giver til gengæld et markedsbaseret prissignal om rentabiliteten af investeringen.

2.2.2 Transmissionsudstyrets risici

Som statsejet virksomhed har Energinet en høj kreditværdighed og et stort kundegrundlag at dele eventuelle ekstraregninger ud på. Energinet har gennem tiden bygget mange forskellige forbindelser både internt i Danmark og til udlandet. Som udgangspunkt er der på nogle måder tale om en velkendt type investering.

Risikoen for disse aktiver er i første omgang behersket, fordi de første 3 GW havvind med meget høj sikkerhed bliver etableret. Dermed bliver der også et indtægtsgrundlag for transmissionsudstyret.

For de næste 7 GW er der mindre sikkerhed, men til gengæld kan eventuelle forsinkelser eller nedskaleringer af denne kapacitet forudses i så god tid, at etableringen af transmissionsudstyret kan følge havvindmøllerne.

Når møllerne først er bygget, vil der være behov og indtægtsgrundlag for transmissionsudstyret, fordi møllerne må formodes at producere uanset elprisens niveau og deres ejers finansielle situation. Dette begrænser således også den økonomiske risiko ved transmissionsudstyret mærkbart.

Transmissionsforbindelser kræver specialiseret udstyr at udlægge, og der kan opstå en risiko for forsinkelser eller fordyrelser, hvis efterspørgslen efter udlægning overstiger kapaciteten. Denne risiko kan til dels imødegås ved at lave planer og indgå kontrakter i god tid.

En betydelig teknologisk risiko ved transmissionsforbindelsen er, at den, når den står færdig, vil være af uset stor skala og bygger på ny teknologi. De 10 GW forbindelse er fire gange større end Energinets største forbindelse på 2,5 GW mellem Jylland og Tyskland. Ifølge DTU og AAU kan en fejl i energiøens transmissionssystem potentielt forårsage en strømafbrydelse i hele Europa.⁶ Den økonomiske risiko for Energinet her er ukendt.

⁶ AAU og DTU (2021)

2.3 Havvindmølleparkerne

Havvindmølleparkerne består af fundamenter, mølletårne og vindturbiner. Hertil kommer kabler til at føre strømmen til energiøen. For parker nær øen (indenfor cirka 30 km) kan strømmen fra møllerne føres direkte til øen via såkaldte arraykabler med 66kV spænding. Hvis afstanden er større, skal spændingen øges til fx 220kV ved hjælp af en transformator. Denne placeres på en såkaldt *offshore sub station* (OSS), en stålplatform funderet i havbunden, og strømmen sendes via et eksportkabel.

Som udgangspunkt overvejer Energistyrelsen at Energinet modtager den producerede strøm på 400kV niveau. I så fald skal ejerne af havvindmølleparkerne etablere koblingsfelter og transformatorstationer på øen. Andre løsninger betragtes også.

2.3.1 Finansiering

Havvindmølleparkerne ejes under opførelsen typisk af selskaber specialiseret heri (såsom Ørsted og CIP) og frasælges efter idriftsættelse til andre ejere. Finansieringen sker med låntagning (fremmedkapital) og indskud fra risikovillige investorer (egenkapital), som tilbagebetales over parkens levetid med indtægterne fra salg af el.

Størrelsesforholdet mellem egen- og fremmedkapital sikrer, at selskabet har likvide midler nok til at betale driftsomkostninger, rente og afdrag med indtægterne fra salg af el. Her skal tages højde for forventede udsving i afregningspriserne efter idriftsættelsen.

Hvis Energinet modtager strømmen direkte fra arraykabler og eksportkabler, vil havvindmølleparkerne skulle betale Energinet for felter og transformatorer til 400kV i form af en tarif eller andet.

2.3.2 Risici

En væsentlig risiko ved havvindmølleparker er udsving i elprisen, både midlertidige som følge af fx lav vind, men også mere langsigtede som følge af, at elpriserne udvikler sig uforudelagtigt for havvindmølleparker. En række forskellige forhold omkring dansk og europæisk klima- og energipolitik, teknologisk udvikling og investering i produktion af vedvarende energi, transmission og krav til elektrificering påvirker i høj grad elpriserne.

I Europa er udbygningen af havvindmølleparker ifølge WindEurope (2020) steget jævnt fra 0,5 GW pr år i 2009 til 3,5 GW pr år i 2019. Så selvom energiøen er historisk stor set med danske øjne, er udbygning af de 3 GW frem mod 2032 og 10 GW frem mod 2040 teknologisk indenfor rammerne af, hvad man hidtil har set i et europæisk perspektiv. Risici i byggeprocesserne er forholdsvis velkendte og kan imødegås via grundige forundersøgelser fra myndighederne før udbuddet startes.

Opførelse af havvindmølleparker kræver bl.a. specialiserede installationskibe og kraner. Hvis udbygningen af havvind i andre lande også er massiv, vil der være en risiko for kapacitetsmangel i installationen. Denne risiko kan formindskes, hvis planlægning og kontrakter udføres i god tid.

2.4 Innovative teknologier

De nye teknologier, der fra politisk hold ønskes installeret i innovationszonen, er pt. ukendte, og deres risikoprofil og finansiering kan ikke kvantificeres. Den økonomiske risiko ved at arealer på øen tilegnet innovative teknologier ikke kan udlejes, er dog allerede opregnet under den fysiske øs vacancy costs jf. afsnit 1.1.3.

2.5 Risici ved tidsplaner

Som det fremgår af figur 1, er der, ud over de ukendte innovative teknologier, tre hovedgrupper af aktiver som tidsmæssigt hænger sammen:

- Havvindmølleparkerne kan både påbegyndes og afsluttes (men ikke idriftsættes) før den fysiske ø og transmissionsudstyret er færdige.
- Transmissionsudstyret kan påbegyndes (søkabler og installationer på land) før øen er færdiggjort, men ikke afsluttes og idriftsættes før øen er færdiggjort.⁷
- Den fysiske ø kan påbegyndes og afsluttes uafhængigt af de to andre aktivtyper.

Forsinkelser i den fysiske ø vil således kunne forsinke transmissionsudstyret, og forsinkelser i transmissionsudstyret vil medføre, at havvindmølleparkerne mod forventning ikke kan idriftsættes. Det er en økonomisk risiko, fordi havvindmølleparken ingen indtægter har, men vil være nødt til at bruge af de likvide midler til at betale renter og afdrag. Hermed formindskes soliditeten, og risikoen for konkurs øges.

Hvis ikke havvindmølleparken kontraktligt er sikret økonomisk mod konsekvenserne af forsinkelse af ilandsføringen af strøm, så er ejerne nødsaget til at øge de likvide midler og/eller afkastkravet for at afbalancere risiko mod afkast.

Boks 3 Delkonklusioner om aktiver, deres finansiering og risici

- Den fysiske ø udgør cirka 5 pct. af de samlede investeringsomkostninger og skal finansieres via udleje af areal, eller af ejernes indtægter ved aktiviteter på øen. Den største økonomiske risiko ved øen er de såkaldte vacancy costs, altså omkostningen ved et areal som (endnu) ikke bliver udnyttet og derfor ikke kan bidrage til at betale renter og afdrag af investeringen. Hvis der bygges havvindmølleparker og transmission helt op til 10 GW, er det kun et spørgsmål om tid før vacancy costs til de såkaldte fleksibilitets- og transmissionszoner forsvinder. Hvis den fysiske ø har en størrelse svarende til 10 GW og øen udbygges til mindre, vil øens ejere blive ramt af et betydeligt tab. Der er også vacancy costs ved den såkaldte innovationszone, som kun forsvinder hvis arealet hertil (cirka 13 pct. af det totale areal) udnyttes fuldt. Forsinkelser øger også vacancy costs.
- Transmissionsforbindelserne til land udgør cirka 35 pct. af investeringsomkostningerne og finansieres via tariffer og/eller flaskehalsindtægter. Så længe forbindelserne bygges parallelt med havvindmølleparkerne, og med innovative energiaktiviteter på øen i mente, er risikoen for manglende indtægter fra transmission behersket.
- Havvindmølleparkerne udgør 60 pct. af de samlede investeringsomkostninger og finansieres af indtægterne fra salg af el. Der er en betydelig risiko angående den langsigtede elpris, særligt hvad angår udviklinger i dansk og europæisk klima- og energipolitik. Der findes forskellige udbuds- og kontraktformer, som flytter prisrisikoen fra ejerne af havvindmølleparkerne til staten.

⁷ Der findes tekniske løsninger hvor dele af øen kan være ufærdige, mens transmissionsudstyret kan bygges og idriftsættes på de færdiggjorte dele af øen.

3. Kontrakter fordeler risici

Afsnit 2.3 viste, at havvindmølleparkerne er udsat for økonomiske risici fra den langsigtede udvikling i elprisen, og at denne udvikling først og fremmest afhænger af dansk og europæisk klima- og energipolitik. Det er derfor nærliggende at se på, hvordan udbudsformer kan flytte dele af disse risici til staten.

Som udgangspunkt kan et areal til en havvindmøllepark ses som en naturressource, der muliggør produktion af strøm fra vedvarende energi. Hvis afregningspriserne over projektets levetid er højere end produktionsomkostningerne, skaber naturressourcen en værditilvækst, og byderne på arealet vil være villige til at betale for koncessionen. Hvis afregningspriserne er lavere end produktionsomkostningerne, vil projektet være støttekrævende. Energistyrelsen gennemgår en række modeller for, hvordan tildeling af koncessioner kan ske på udbud af havvindmølleparker.⁸

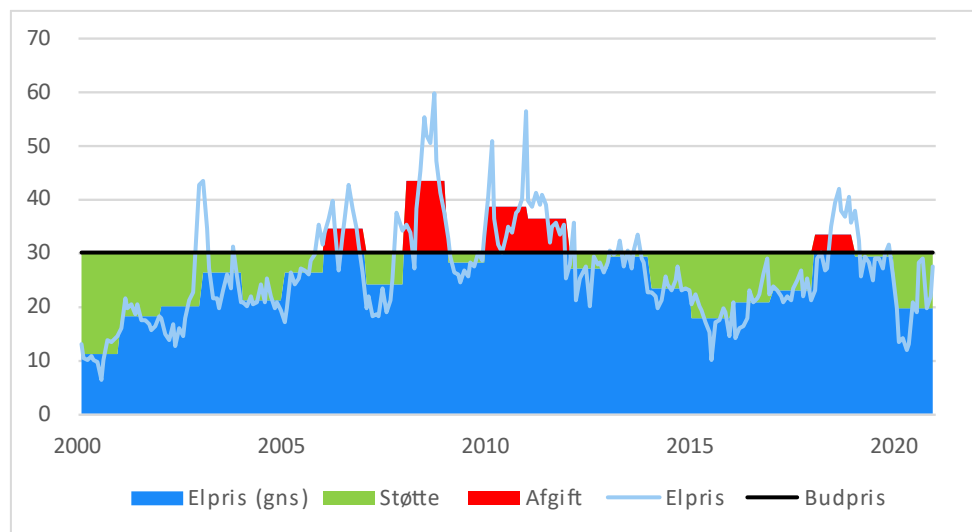
- *Fast produktionsafhængig betaling:* Historisk har Energistyrelsen typisk anvendt faste øre/kWh tillæg til afregningsprisen, men denne type støtte kan være problematisk i forhold til at sikre, at vindmøllerne udformes til at levere strøm med den største samfundsøkonomiske værdi.
- *Koncessioner:* Hvis man med stor sikkerhed forventer, at elprisen vil være højere end produktionsomkostningen, kan man benytte en engangskoncessionsbetaling til staten. Dette kan være problematisk for en privat byder, da udgifter særligt i starten af projektet forøger projektets finansielle risiko.⁹ En fast årlig betaling kan mindske dette problem. Ved forventning om lave elpriser vil udbuddet af koncessionen give anledning til en engangs- eller en fast årlig betaling til vinderen af udbuddet.
- *Variabel produktionsafhængig betaling:* Hvis der er større usikkerhed om elprisen på længere sigt, kan staten overtage risikoen på elprisen med en såkaldt "Contract for Difference" (CfD). CfD giver dog som udgangspunkt også anledning til problemet med møllernes udformning.
- *Kombinationsmodeller:* CfD modellen kan modificeres, så den i langt højere grad fremmer den økonomiske værdi af elproduktionen fremfor dens størrelse. CfD udbuddene for havvindmølleparkerne Thor og Hesselø er udformet således.

I figur 3 er vist et tænkt eksempel på et støtteforløb med en CfD-kontrakt. Figuren viser, at der udbetales støtte, når elprisen er under budprisen fra udbuddet, mens staten modtager en afgift, når elprisen er over budprisen. Med andre ord udbetaler en CfD kontrakt *forskellen* mellem budprisen og elprisen. Hermed påtager staten sig en stor del af prisisikoen i projektet, mens ejeren får stor sikkerhed for indtægten.

⁸ Energistyrelsen (2021c), se også appendiks 8.2.

⁹ Privatejede projekter med risiko opererer typisk med et højere afkastkrav som kompensation for konkursrisiko. Engangs- eller faste årlige koncessionsbetalinger forøger derfor behovet for fremmed- og egenkapital og øger konkursrisikoen, hvorved afkastkravet også må tænkes at stige.

Figur 3 Eksempel på CfD støtte-/afgiftsforløb (historiske elpriser), øre/kWh



Kilde: Energistyrelsen (2021c) og egne beregninger

I det konkrete eksempel i figuren udregnes støtten efter årsgennemsnittet for elprisen, men man kan i kombinationsmodeller også definere den relevante elpris som fx sidste års gennemsnitlige elpris. Herved undgås en del af problemerne (jf. appendiks 8.2) omkring at byderne optimerer produktionsmængden fremfor produktionsværdien fra parken, samtidig med at staten stadig beholder den langsigtede prisrisiko. Hermed opnås den største samfundsøkonomiske værdi af havvindmølleparken og arealet til den.

Boks 4 Delkonklusioner om risikofordeling med kontrakter

- Langsigtede udsving i elprisen udgør den største økonomiske risiko for havvindmølleparkerne, men det er staten og de omgivende nabolande, som har størst indflydelse på denne risiko. Ved hjælp af Contract-for-Difference udbud kan staten overtage både risikoen for tab og chancen for gevinst, og herved kan man mindske afkastkravet for byderne på parkerne, og dermed statens udgifter til eventuel støtte. Selve risikoen ændres dog ikke umiddelbart af, at staten overtager den.

4. Forsinkede udlandsforbindelser

Afsnit 1 viste, at forsinkelser omkring transmissionsforbindelserne medfører økonomiske risici, og at holdbar planlægning er vigtigt for at undgå forsinkelser. Derfor er det interessant at vide, hvor lang tid det tager at gennemføre et projekt omkring udlandsforbindelser.

4.1 Igangværende og færdiggjorte projekter

tabel 1 viser, hvor lang tid det har taget at færdiggøre fem udlandsforbindelser, fra den politiske aftale mellem landene blev indgået, til forbindelsen kunne idriftsættes. Den typiske tid for kabler fra Danmark er 10-11 år, om end en landbaseret forbindelse fra Jylland til Slesvig forventes færdiggjort på 7 år. En ny forbindelse mellem Norge og Tyskland har taget 13 år.

Tabel 1 Oversigt over udvalgte udlandsforbindelser

Projekt	Planlagt*	Bygget**	År
COBRA (DK-NL: 700 MW / 325 km)	2009-16	2016-19	10
Viking (DK-UK: 1,4 GW / 760 km)	2014-19	2020-23	10
Krigers Flak (DK-DE: 400 MW / 220 km)	2010-16	2016-20	10
Endrup-Klixbüll (DK-DE: 1 GW / 75 km)	2017-21	2022-23	6-7
Nordlink (NO-DE: 1,4 GW / 623 km)	2008-16	2016-21	13

Anm.: *Planlægningsperioden er her defineret til at gå fra indgåelse af samarbejdsaftale over investeringsanalyser til endelig myndighedstilladelse. **Byggeperioden er her defineret fra første spadestik til idriftsættelse. Udbudsrunder ligger mellem "Planlagt" og "Bygget"

Kilde: Kilder: EY (2016), Energinet (2010), Energinet (2016), Energinet (2018), Energinet (Besøgt 04/11/2021 a), Energinet (Besøgt 04/11/2021 b), Energinet (Besøgt 04/11/2021 c), Energinet og TenneT (Besøgt 04/11/2021), Ståttnett (Besøgt 04/11/2021), Tønder Kommune (Besøgt 04/11/2021), T&D World (2009), Energinet og National Grid (2016), Energinet og National Grid (Besøgt 04/11/2021)

4.2 Samarbejdsaftaler for energiøen

Der er ifølge Energistyrelsen (2021a) indgået aftaler med tre nabolande om udlandsforbindelser koblet op til energiøerne.

- *Holland*: Samarbejdsaftale om forbindelser til energiøen i Nordsøen indgået i december 2020 mellem Energiministeren og den hollandske klimaminister.
- *Belgien*: Samarbejdsaftale om forbindelser til energiøen i Nordsøen indgået i februar 2021 mellem den danske og belgiske energiminister, samt en aftale mellem Energinet og belgiske Elia.
- *Tyskland*: Samarbejdsaftale om forbindelser til energiøerne i Nordsøen og på Bornholm indgået januar 2021 mellem den danske og tyske energiminister, samt aftale mellem Energinet og tyske 50Hertz.

Med cirka 10-11 års planlægnings- og byggetid er disse forbindelser næppe klar før 2032. For en hurtigere færdiggørelse taler, at projekternes tidsplaner kan tænkes at have stor, politisk bevågenhed. På den anden side er det også tænkeligt, at de enkelte landes

ambitiøse planer for udbygning af vedvarende energi kan komplicere indarbejdelsen af yderligere variabel produktion af vedvarende energi i landenes elsystemer.

Boks 5 Delkonklusioner om bygning af udlandsforbindelser

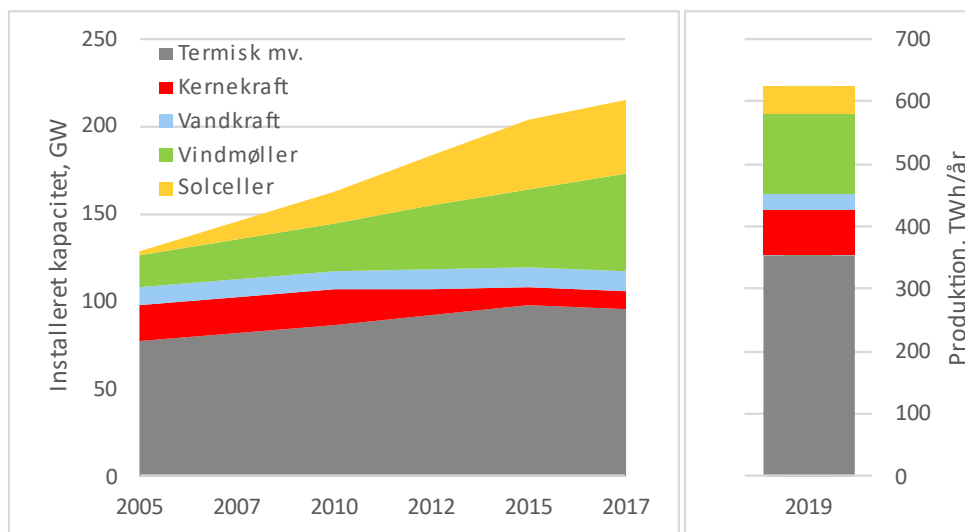
- Det tager cirka 10 år at etablere en transmissionsforbindelse mellem Danmark og udlandet fra tidspunktet de to lande indgår en aftale, til forbindelsen er færdig.
- Nye udlandsforbindelser til energiøen kan næppe være klar før 2032.

5. Tysk energipolitik

Danmarks måske mest betydningsfulde nabo i forhold til elmarkedet, Tyskland, står overfor en massiv udfordring i forhold til at udskifte fossile brændsler i elproduktionen med klimaneutral energi. Tyskland har en principbeslutning om, at kul skal være udfaset af energisystemet i 2038. Men stigende CO2-kvotepreiser synes at accelerere denne udvikling. Udfordringerne bliver ikke mindre af, at Tyskland også har besluttet at udfase kernekraft senest i 2022.

Figur 4 viser, at andelen af VE i den installerede produktionskapacitet er steget fra cirka 20 pct. til 50 pct. fra 2005 til 2017. På trods af det udgjorde VE i 2019 kun cirka 1/3 af elproduktionen, mens fossile brændsler blev benyttet til halvdelen af Tysklands elproduktion, og cirka 1/6 kom fra kernekraft.

Figur 4 Kapacitet og produktion af el i Tyskland



Anm.: I "Termisk mv." udgør biomasse og anden VE cirka 8 pct. af elproduktionen i 2019
Kilde: IEA (2020)

Hvis den fremtidige tyske produktion vedvarende fortrinsvist sker med vindmøller, vil der være en samtidighed i produktionen i forhold til danske vindmøller. Det må forventes at medføre lavere afregningspriser til vindmøller generelt set, da det ikke er klart hvordan de store udsving i elproduktionen fra vedvarende skal udjævnes.

Dertil kommer, at tilvæksten i vindmøller forventes fortrinsvist at ske i Nordtyskland (særligt havvind i Nordsøen og Østersøen), mens en stor del af elforbruget finder sted i Sydtyskland, som også huser en stor del af den kul- og kernekraft, der skal udfases. Skiftet over mod vindmøller medfører derfor alt andet lige et behov for at flytte strøm fra Nordtyskland til Sydtyskland.

Hvis mulighederne for at flytte strøm er begrænsede, burde velfungerende markedsmekanismer sørge for, at priserne i Nordtyskland, og dermed også Danmark, falder, så mere strøm forbruges og mindre produceres. Imidlertid er det tyske elmarked samlet i en såkaldt budzone, sådan at alle producenter og forbrugere møder sammen elpris.

Hidtil har de tyske TSO'er afhjulpet ubalancen med mindre justeringer i samarbejde med bl.a. Energinet via såkaldt modhandel. En stadigt stigende størrelse af problemet har dog fået Energinet til at foreslå en ny model for modhandlen, som ad bagvejen synes at kunne indføre en slags nordtysk budzone med lavere afregningspriser til danske producenter. Dette er beskrevet nærmere i appendiks 8.2.

En reel fysisk løsning på ubalancen er at udbygge transmissionsnettet mellem Nord- og Sydtyskland. Derfor har de tyske energimyndigheder og transmissionselskaber de sidste 10 år arbejdet med forskellige transmissionsprojekter, heriblandt tre store projekter med særlig indflydelse på balancen mellem Nord- og Sydtyskland, og dermed på de elpriser, som danske producenter må forvente at møde:

- *Suedlink* omfatter to jævnstrømsforbindelser mellem Nordvesttyskland (Slesvig) og hhv. Sydvest- (Baden-Württemberg) og Sydøsttyskland (Bayern) på i alt over 1200 km med en kapacitet på hver 2 GW.
- *SudoestLink* er en jævnstrømsforbindelse mellem Nordøsttyskland (Sachsen-Anhalt) og Bayern på cirka 525 km med en kapacitet på 2 GW.
- *A-Nord* er en jævnstrømsforbindelse, som løber langs Tysklands vestlige grænse fra Nordsøen til Nordrhein-Westfalen i Ruhr-industriområdet ved grænsen til Belgien. Forbindelsen er 300 km lang og har en kapacitet på 2 GW.

Disse forbindelser har været planlagt siden 2012, men har været genstand for offentlig, politisk debat, høringer og en vis folkelig modstand. Planlægningsforløbet er endnu ikke fuldt afsluttet for alle de tre forbindelser. Forhåbningen er, at de alle er færdige omkring 2025.

Umiddelbart synes denne tidsplan ikke at være problematisk for energiøen i Nordsøen. Her skal man dog være opmærksom på, at den samlede kapacitet for disse 3 store projekter er 8 GW fra Nord- til Sydtyskland.

Sammenholdt med de 10 GW, der skal bygges i den danske del af Nordsøen, samt den langt større kapacitet, der skal til for at erstatte tysk kul- og kernekraft, er det ikke givet, at disse ganske langvarige projekter overhovedet rækker til at løse en ubalance mellem forbrug i Sydtyskland og produktion fra havvind og øvrig vedvarende energi i Nordtyskland og de nordlige naboer.¹⁰ En stor ubalance fra overproduktion af el fra havvindmøller, set i forhold til transmissionsmulighederne, må tænkes at medføre dårlige afregningspriser til havvind, til skade for energiøens indtjening.

¹⁰ Nordlink (se Tabel 1Fejl! Henvissningskilde ikke fundet.) mellem Nordtyskland og Norge (såvel som de eksisterende forbindelser gennem Danmark) giver en vis mulighed for at lagre strøm fra vindmøller ved at forskyde produktionen af norsk vandkraft til tidspunkter med lav vind. Omfanget heraf er dog vanskeligt at bestemme uden forholdsvis omfattende modellering.

Boks 6 Delkonklusioner om tysk energipolitik

- Uden at projekterne endnu er færdiggjorte, har Tyskland brugt 10 års planlægning på 3 store interne nord/sydgående transmissionsforbindelser.
- Det er uklart, hvordan en fremtidig udbygning af nordtysk produktion af vedvarende energi og nedlæggelse af sydtysk kul-, gas- og kernekraft kan balanceres uden yderligere nord/syd transport af energi og uden at afregningspriserne til el fra vindmøller i Nordtyskland, og dermed også Danmark, risikerer et betydeligt nedadgående pres, som vil skade energiøens indtjening selv med de planlagte forbindelser.

6. Eksport af brint til Tyskland

I lyset af Tysklands tydelige udfordringer ved omstillingen til klimaneutral energiforsyning har de tyske myndigheder udarbejdet en national brintstrategi som bl.a. siger:

"Forbundsregeringen anerkender Tysklands globale ansvar for at reducere udledningerne af drivhusgasser. Ved at udvikle et marked for brint og sigte mod at etablere brint som en mulighed for dekarbonisering kan vores land yde et væsentligt bidrag til den globale reduktion i udledningen af drivhusgasser." ¹¹

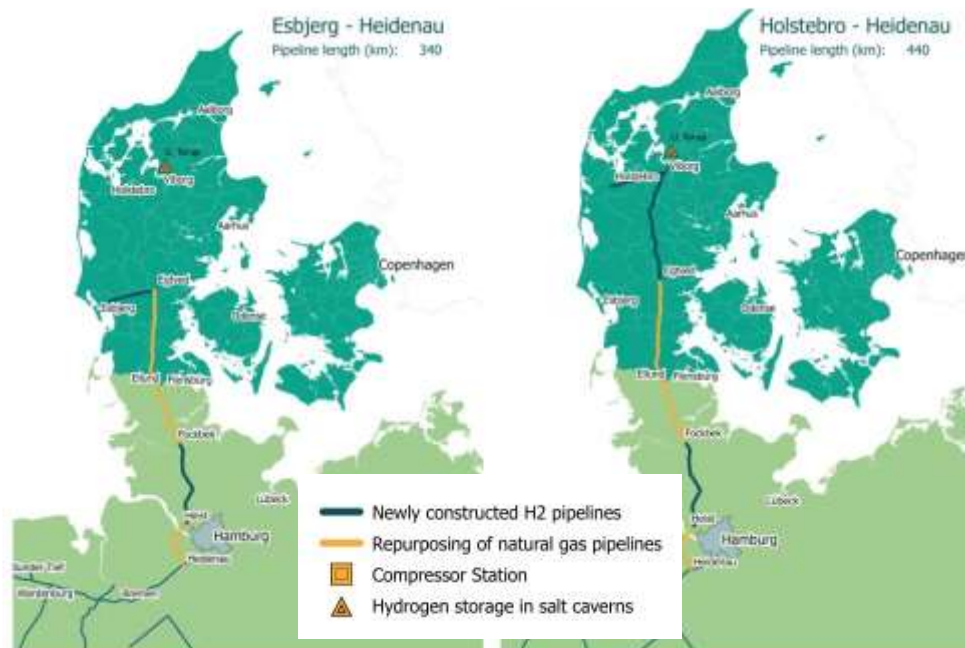
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020)

Strategien indeholder en plan med 37 overordnede tiltag, som skal fremme produktion, forbrug, infrastruktur, teknologi og yderligere udvikling af et tysk og på sigt europæisk og internationalt marked for brint. Strategien er forholdsvis ambitiøs, idet den forudsiger, at en lang række sektorer (transport, industri, varme) helt eller delvist skal omstille energiforbruget til brint.

Den tyske interesse for brint har foranlediget at Energinet sammen med Gasunie, som ejer et omfattende naturgasnetværk i Tyskland og Holland, til at udføre en forundersøgelse.¹² Denne ser på mulighederne for at importere brint produceret i Jylland til de nordtyske industriområder via om- og nybygning af rørledninger i Jylland og Nordtyskland, se Figur 5.

¹¹ Egen oversættelse fra tysk.

¹² Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020)

Figur 5 Energinets forundersøgelse af brintrørsforbindelse Jylland-Tyskland


Kilde: Energinet og Gasunie (2021)

Kernebudskaberne i forundersøgelsen er, at dette netværk kan etableres uden større tekniske vanskeligheder, også forholdsvis hurtigt, at udbygningen kan foretages gradvist og fleksibelt, og at den vil være omkostningseffektiv, fordi eksisterende naturgasrør kan benyttes på dele af strækningen.

Disse konklusioner bygger på, at den nordtyske efterspørgsel efter brint allerede i 2030 kan forventes at nå omkring 100 TWh/år, hvilket er langt mere end hvad den tyske nationale brintstrategi forudsætter af elektrolysekapacitet.¹³ Den tyske efterspørgsel svarer til 25 GW elektrolysekapacitet (brint), som skal fødes af 35-40 GW elproduktion fra vedvarende energi. Heraf forudsætter studiet, at Danmark kan eksportere op til 3 GW brint i 2030 og 6 GW i 2040.

Omkostningerne ved at etablere dette brintnetværk er beregnet til mellem 0,5 og 1,5 øre/kWh afhængigt af den valgte linjeføring og en kapacitet på mellem 2,5 og 8,6 GW.¹⁴ Til sammenligning er omkostningen for opgraderingen af den vestjyske eltransmissionsforbindelse fra Idomlund ved Holstebro til den dansk-tyske grænseberegnet til 3,6 øre/kWh. (se appendiks 8.3).¹⁵

Brintforbindelsen har således samme eller mindre omkostninger pr energienhed end elforbindelsen, og kan udbygges mere fleksibelt og til en betydelig større kapacitet set i forhold til både energiens produktion og kapaciteten på tilsvarende eksisterende og planlagte eltransmissions forbindelser.

Dansk Energi (2021) har undersøgt konsekvenserne af at øge både havvind- og elektrolysekapaciteten samtidig. Her konkluderes, at havvind og elektrolyse passer rigtig godt sammen:

¹³ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020)

¹⁴ Den ekstra kapacitet kan tilføjes at bygge kompressor stationer som øger trykket i rørene, og dermed transmissionskapaciteten.

¹⁵ Eltransmissionsprojektet omfatter kun omkostninger på den danske side af grænsen, mens brintprojektet omfatter både danske og tyske omkostninger.

"En øget udbygning med VE, navnlig havvind, og elektrolyse vil således ikke give højere elpriser, men derimod øge fleksibiliteten i elsystemet og give mindre elprisudsving."

Dansk Energi, Elpris Outlook 2021

Dansk Energi forholder sig ikke konkret til afsætningen af brint, men eksport kan i princippet være en mulighed. Eksport af brint i rørledninger synes således at rumme en række fordele. Problemet er dog, at markedet for brint kun eksisterer i politiske intentioner og foreløbig planlægning, hvilket udgør en økonomisk risiko.

Boks 7 Delkonklusioner om eksport af brint til Tyskland

- Eksport af brint synes at udgøre et attraktivt alternativ, både i forhold til omkostningen, til stabilisering af elpriserne, og minimering af risikoen for forsinkelser i planlægnings- og anlægsprocesserne.
- Risikoen ved at satse på eksport af brint er, at der pt overhovedet ikke eksisterer et marked for brint i stor skala. Dette skal frembringes i tæt samspil mellem tysk industri og myndigheder.

7. Litteraturliste

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020) *Die Nationale Wasserstoffstrategie*. [BMW - Die Nationale Wasserstoffstrategie](#)

Clean Energy Wire (2019). *Grid operators consider splitting Germany's single power market zone*.

<https://www.cleanenergywire.org/news/grid-operators-consider-splitting-germanys-single-power-market-zone>

COWI (2021a), *Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til energiø/hub*.

[A132994-1-0 FINSCREENING AF HAVAREALER TIL ETABLERING AF NYE HAVMØLLEPARKER MED DIREKTE FORBINDELSE TIL LAND \(ens.dk\)](#)

COWI (2021b), *Cost benefit analyse og klimaaftryk af energiøer i Nordsøen og Østersøen*. [a209704-001 cost benefit analyse endelig version.pdf \(ens.dk\)](#)

COWI (2021c). *Notat vedr. beregning af CAPEX og LCOE for 3 GW vindmøllepark konfigurationer – Nordsøen II & III*.

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/a209704-2_3_gw_lcoe_6.pdf

Dansk Energi (2021). *Elpris Outlook 2021*, [PowerPoint-præsentation \(danskenergi.dk\)](#)

DTU og AAU (2021). *Energiøerne - En "Mars-mission" for det danske energisystem*.

Energinet (2010). *Kriegers Flak projekt fortsætter med dansk og tysk deltagelse*.

<https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Projektliste/KriegersFlakCGS/Nyheder-om-Kriegers-Flak-CGS-udlandsforbindelse/Kriegers-Flak-projekt-fortsatter-med-dansk-og-tysk-deltagelse>

Energinet (2016). *Siemens og Prysmian skal bygge Cobracable mellem Danmark og Holland.*
<https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2017/04/25/Siemens-og-Prysmian-skal-bygge-COBRAcable-mellem-Danmark-og-Holla>

Energinet (2017). *VIKING LINK, VESTKYSTFORBINDELSE OG ENDRUP-IDOMLUND.*
<https://www.ft.dk/samling/20171/almedel/EFK/bilag/38/1818276.pdf>

Energinet (2018). *Årsrapport 2018: Sikker forsyning bliver delt forsyning.*
<https://energinet.dk/aarsrapport2018>

Energinet (2021a). *Energiø i Nordsøen kan gøre Danmark og Belgien til elnaboer.*
[Energiø i Nordsøen kan gøre Belgien og Danmark til elnaboer | Energinet](#)

Energinet (2021b). *Et dansk-tysk gennembrud for energiø Bornholm.* [Et dansk-tysk gennembrud for energiø Bornholm | Energinet](#)

Energinet (2021c). *Baggrundsnotat. Q&A – Ny Modhandelsmodel*

Energinet (2021d). *Baggrundsnotat. Ny Modhandelsmodel*

Energinet (Besøgt 04/11/2021 a). *Cobracable: Interconnector to the Netherlands.*
<https://en.energinet.dk/Infrastructure-Projects/Projektliste/COBRAcable>

Energinet (Besøgt 04/11/2021 b). *Kriegers Flak – Combined Grip Solution: Elforbindelse til Tyskland.*
<https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Projektliste/KriegersFlakCGS>

Energinet (Besøgt 04/11/2021 c). *Kriegers Flak: Netti slutning af havvindmøllepark.*
<https://energinet.dk/kriegers-flak>

Energinet og Gasunie (2021). *Pre-feasibility Study for a Danish-German Hydrogen Network.*

Energinet og National Grid (2016). *Viking Link - En elforbindelse mellem det danske og britiske elsystem.*
<https://www.viking-link.dk/media/1054/dk-a4-vikinglink.pdf>

Energinet og National Grid (Besøgt 04/11/2021). *Viking Link - Tidsplan.*
<https://www.viking-link.dk/tidsplan/>

Energinet og TenneT (Besøgt 04/11/2021). *Klixbüll-Endrup Interconnector*
<https://klixbuell-endrup.eu/>

Energistyrelsen (2021a). *Fakta om energiøerne.*
[Fakta om energiøerne | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

Energistyrelsen (2021b). *Invitation to Market Dialogue II.*
[Invitation to Market dialogue II \(ens.dk\)](#)

Energistyrelsen (2021c). *Modeller for tildeling af koncessioner for fremtidige havvindudbud. Modeller for tildeling af koncessioner for fremtidige havvindudbud fmkommentarer REN (ens.dk)*

Energistyrelsen (2021d). *Priser på el og gas - Oversigts- og sammenligningsværktøj.*

EY (2016). *Ekstern kvalitetssikring af reserver og risikofordeling på Femern Bælt-forbindelsen.*

<https://www.ft.dk/samling/20151/almdel/tru/bilag/176/1600862.pdf>

International Energy Agency (IEA) (2020). *Germany 2020 Energy Policy Review. Germany 2020 – Analysis - IEA*

Klima-, Energi og Forsyningsministeriet (2019). *Godkendelse af revideret budget for Vestkystforbindelsen og Endrup-Idomlund*

<https://www.ft.dk/samling/20191/almdel/KEF/bilag/482/2255981.pdf>

Kraka Advisory (2021), *Energiøernes samspil med elprisen.*

Statnett (Besøgt 04/11/2021). *Nordlink*

<https://www.statnett.no/vare-prosjekter/mellomlandsforbindelser/nordlink/>

Tønder Kommune (Besøgt 04/11/2021). *Højspændingsledninger*

<https://toender.cowiplan.dk/kommuneplan17/hovedstruktur/energi-og-klima/hoejspaendingsledninger/>

T&D World (2009). *TSOs of the Netherlands and Denmark Sign Cooperation Agreement COBRA.*

<https://www.tdworld.com/overhead-transmission/article/20955941/tsos-of-the-netherlands-and-denmark-sign-cooperation-agreement-cobra>

WindEurope (2020). *Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2019. WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2019.pdf*

8. Appendiks

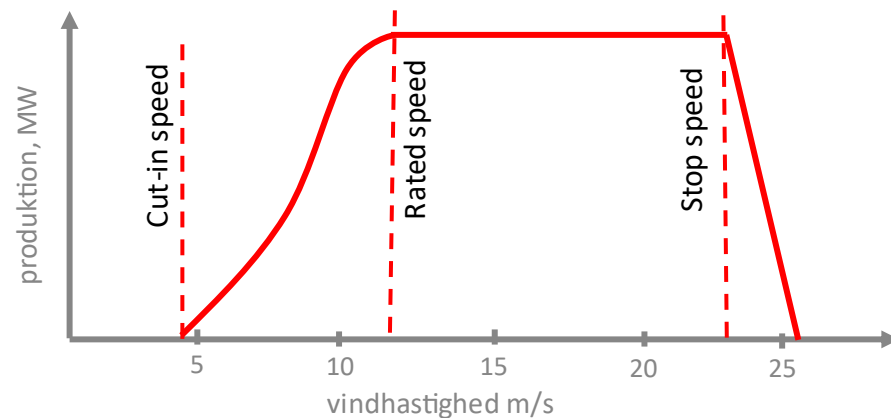
8.1 Energi i og værdi af havvindmøllers produktion

I et system med en stor andel af vindmøller, må man forvente, at de gennemsnitlige årlige afregningspriser for vindmøller typisk er lavere end den gennemsnitlige spotpris. Det skyldes, at der er samtidighed i produktionen blandt alle markedets vindmøller: Når det blæser meget, så producerer alle møllerne meget, og dette presser elprisen nedad. Når det blæser lidt, stiger prisen tilsvarende.

I forhold til energiøen og et fremtidigt europæisk energisystem med meget vind, skal man derfor overveje møllernes design, hvad angår maksimal og samlet produktion set i forhold til produktionen ved lav vind. Når lav vind giver anledning høje priser, og meget vind giver lave priser, kan det bedre betale sig at designe vindmøllen med mere fokus på produktion ved lav vind, og mindre fokus på produktion ved høj vind.

Dette kan gøres ved at forsøge at mindske den såkaldte *cut-in speed* (typisk 3-5 m/s), som angiver, hvornår møllen begynder at producere strøm. Dette vil typisk kunne gøres ved at acceptere større omkostninger (fx via større møllevinger), eller ved at mindske den såkaldte *rated speed* (typisk 10-12 m/s), dvs. den vindhastighed, hvor møllen generer sin maksimale effekt. Disse størrelser er illustreret i Figur 6 herunder.

Figur 6 Energiproduktion som funktion af vindhastighed



Hvis møllerne altid bliver afregnet til de gældende markedspriser uden støtte, vil prissignalerne i sig selv være nok til, at møllejerne optimerer designet efter værdien af el ved forskellige vindstyrker.

Men når møllerne har behov for støtte, kan støtten forvride prissignalerne, så designet ikke optimeres til markedsværdien. Hvis for eksempel, som det har været tilfældet med mange af de tidlige danske møller, støtten er høj i forhold til elprisen (fx 50 øre/kWh), får ejerne incitament til at designe møllen efter at maksimere den samlede produktion. Herved opstår der et samfundsøkonomisk tab.

Hvis støtten i stedet gøres uafhængig af produktionen, og dermed udsætter vindmølleejeren for de reelle markedspriser, vil der i højere grad være incitament til at designe møllen efter værdien af strømmen, fremfor mængden.

8.2 Den ene tyske budzone

Tyskland opererer som en budzone, men oplever på grund af underdimensioneret intern transmissionskapacitet ofte forholdsvist stor overskudsproduktion i Nordtyskland. Denne trækkes op af, at høj sydtysk efterspørgsel øger prisen. Men den nordtyske produktion kan altså ikke afsættes til Sydtykland pga. transmissionsbegrænsningen.

Det såkaldte day-ahead marked, også kendt som spotmarkedet, fordeler udbud og efterspørgsel mellem de forskellige budzoner. Spotmarkedet cleares med en uniform pris for alle timer i næste døgn dagen før, og herefter går systemoperatørerne i gang med at finjustere hvilke producenter og forbrugere der skal være aktive.

Hidtil har de tyske systemoperatører afhjulpet overudbud i Nordtyskland ved såkaldt specialregulering eller modhandel, dvs. at betale danske og nordtyske producenter for ikke at producere, selvom de har vundet retten hertil, eller ved at finde forbrugere som er villige til at betale mere (i praksis kun elkedler). Betalingen for modhandel har været fastsat i en intern pay-as-bid procedure.

Typisk vil kraftværker være villige til at betale for at producere mindre, da de herved kan spare brændselsomkostninger. Elkedler vil også være villige til at forbruge mere og betale herfor. Så når overskudsproduktionen er behersket, kan den afsættes af den tyske operatør mod betaling.

Men når overskudsproduktionen i høj grad stammer fra vindmøller, er der ingen besparelse at hente. Hvis vindmøllerne endvidere er støttede (typisk pr kWh produktion) skal de kompenseres for den tabte støtte for ikke at tabe på modhandel.

Særligt de seneste år har været præget af mange timer med stor modhandel, og den har været korreleret med produktionen fra vindmøller, som kan forudses via vejrudsigten. Producenterne har derfor kunnet forudse, hvornår der var udsigt til modhandel, og med en pay-as-bid betaling (hvor der er rimelig sikkerhed om, at den marginale enhed er en støttet vindmølle) er det en rationel profitmaksimerende strategi at kraftværker og elkedler kræver betaling for at lukke ned, fremfor at betale for det. Hvis modhandelsmarkedet havde været en uniform prisauktion ligesom spotmarkedet, havde dette også været resultatet i de vindrige timer.

Energinet og de tyske operatører ønsker derfor bl.a. ud fra et argument om, at manglende konkurrence¹⁶ har hævet priserne at udvide likviditeten i specialreguleringsmarkedet til også at omfatte almindelige forbrugere. Dette gøres i praksis ved at flytte specialreguleringen over i det såkaldte intra-day marked, hvor også forbrugerne er repræsenteret.

Dette vil ganske rigtigt sænke priserne for modhandelsydelse, fordi danske forbrugere får mulighed for at byde ind på den nordtyske overskudsproduktion. Men prisfaldet må formodes at ske både på intra-day såvel som day-ahead og markederne, da forbrugere på spotmarkedet frit kan vælge at købe deres forbrug på intra-day markedet. Derfor må vestdanske

¹⁶ Energinet (2021c)

vindmølleproducenter (dvs. også energiøen) forvente at få en lavere afregningspris som følge af, at modhandlen flyttes fra specialregulering til intra-day markedet.

Energinet fremfører, at modhandlen i Sydtyskland (dvs. opregulering) allerede foregår via intraday markedet, og i fremtiden også forventes indført i Nordtyskland på den ny forbindelse til Norge, sådan at overskudsstrømmen kan "lagres" i norske vandmagasiner via formindsket produktion. Dette vil isoleret set trække prisen opad i de vindrige timer.¹⁷

Det er uklart ud fra Energinets notat, om det også er muligt for nordtyske forbrugere at købe overskudsproduktion via intra-day markedet, og hermed medvirke til i praksis at sænke prisen og øge forbruget i den nordtyske del af budzonen. Der er også i Tyskland interne overvejelser, samt pres fra EU Kommissionen, om at splitte Tyskland op i to eller flere budzoner.¹⁸ Det vil føre til lavere priser for dansk havvind, men også (i modsætning til den nuværende situation) fremme øget efterspørgsel i Nordtyskland. Det vil også via øgede flaskehalsindtægter tydeliggøre behovet for mere intern transmission i Tyskland.

8.3 Transportomkostninger Jylland – Tyskland

I tabellen nedenfor sammenlignes forskellige forslag til el- og brint forbindelser mellem Jylland og Tyskland. Forudsætningerne for brintforbindelserne er baseret på Energinet og Gasunie (2021), mens elforbindelsen (igangværende projekter om netforstærkning i Vestjylland og en større forbindelse fra Jylland til den tyske grænse) er baseret på Energinets materiale til Folketinget.¹⁹

Tabel 2 Sammenligning af brint- og elforbindelser

Start by	Brint				El
	Esbjerg			Holstebro	
Kompressor	Ingen	Mellem	Stor	Stor	-
Kapacitet (GW)	2,5	6,1	8,6	8,6	1,0
Udnyttelse (pct.)	100 pct.	100 pct.	100 pct.	100 pct.	75 pct.
Rør / kabel (mio. kr.)	2.906	2.906	2.906	4.545	3.821
Kompressor (mio. kr.)	0	1.267	2.086	1.974	0
Drift (mio. kr/år)	0	447	745	708	0
	<i>Enhedsomkostning, øre/kWh</i>				
Rør / ledning	0,6	0,3	0,2	0,3	2,7
Kompressor	0,0	0,1	0,2	0,2	0,0
Drift og vedl.	0,0	0,8	1,0	0,9	0,0
Total	0,6	1,2	1,3	1,4	2,7

Kilde: Klima-, Energi og Forsyningsministeriet (2019) og Energinet (2017).

¹⁷ Energinet (2021d)

¹⁸ Clean Energy Wire (2019)

¹⁹ Klima-, Energi og Forsyningsministeriet (2019) og Energinet (2017).