



Møde med Folketingets Klima-, Energi- og Forsyningsudvalg

28. oktober 2021

1. Indholdsfortegnelse:

- Kraka Advisories bekymringer relateret til energiøen, s. 1-2
- Notat: *De politiske aftaler om energiøen i Nordsøen*, s. 3-14
- Notat: *Gennemgang af beslutningsmaterialet for energiøerne med økonomfaglige briller*, s. 15-23
- Notat: *Fremtidige elpriser og energiøprojektets rentabilitet*, s. 24-36
- Notat: *Energiøens økonomiske risici*, s. 37-45

Notaterne her eftersendes på mail til alle medlemmer af udvalget. Er du interesseret i at følge vores arbejde med kommende analyser, er du velkommen til at tage kontakt gennem Tina Nikolajsen eller Mette Dalsgaard.

Tina Nikolajsen
Tlf. 27282733

Mette Dalsgaard
Tlf. 26272811

Kraka Advisory har følgende bekymringer:

Regeringen har sammen med et bredt flertal i folketinget vedtaget at opføre en kunstig energiø i Nordsøen. Etableringen af den energiø er en af danmarkshistoriens største investeringer. Den vil få betydning for det danske samfund i generationer frem. Kraka Advisory har over de næste år besluttet at fordybe sig i etableringsprocessen med reviews af offentligt materiale og egne analyser. Interessen samler sig i første omgang primært herom. Øen skal samle strøm fra havvindmølleparker af hidtil usete størrelser og fordele denne strøm ud til det danske og udenlandske elnet. Kraka Advisory har gennemgået det fremlagte politiske beslutningsgrundlag og har følgende bekymringer:

- **Der har manglet åbenhed i processen**

Offentligheden har ikke adgang til estimater for indtægter fra energiøen eller til analyser af rentabiliteten. Danskerne kommer til at stå for store dele af finansieringen af projektet og få en stor ekstraregning, hvis det bliver dyrere end forventet eller viser sig ikke at være rentabelt.

- **Den hidtidige politiske proces er gået voldsomt stærkt og fortsætter i samme tempo**

Det er meget u hensigtsmæssigt, når det handler om en meget kompleks sag. Det nuværende dokumentationsmateriale er mangelfuldt, og i tidsplanen lægges der op til, at energistyrelsen udbyder energiøprojektet, uden at alle analyser er færdiggjort. Processen er forhastet, og det øger risikoen for dyre fejl.

- **Der er dårlige og usikre forecast på elpriserne**

Transmissionsforbindelserne, energiøen og havvindmølleparkerne skal alle direkte eller indirekte finansieres ved salg af el. De aktuelle elpriser er høje, men ventes ikke at forblive på samme niveau i fremtiden. Projektets rentabilitet afhænger af elpriser fra 2033 og fremefter. I de nuværende fremskrivninger er der stor usikkerhed om den langsigtede elpris, og de danske forecasts, rækker ikke længere end til 2040. Det er således usikkert, om projektet kan hvile i sig selv, hvilket er et krav fra politisk side. Skønnet for elprisen vil altid være forbundet med usikkerhed. Der skal dog ikke desto mindre kunne træffes beslutninger. Men hvis usikkerheden er *for* stor, er risikoen tilsvarende. Ingen ønsker, at det ender i regulært hasardspil, hvor danske skattebetalere står tilbage med regningen.

- **Stor usikkerhed forbundet ved energiøprojektets risikoprofil**

Et komplekst projekt med så mange aktiver og aktører kræver en samlet risikokortlægning, som ikke foreligger på nuværende tidspunkt. Ligeegyldig hvem som er ansvarlig, kommer der til at være en risiko. Denne risikokortlægning bør være velbelyst og drøftet i offentligheden, særligt i det omfang staten bærer risikoen.

- **Analyserne for den valgte finansieringsmodel er ikke offentliggjort**

Der er en del risiko forbundet med investering i og drift af selve energiøen, hvilket kan afskrække private investorer. Hvis risikoen er så stor, at private aktører kræver statslig støtte eller garantier

for at byde på øen, kan det svække statens afkast på projektet, som i sidste ende kan munde ud i en ekstraregning hos skatteborgerne. Risikoen kan potentielt være værd at tage, men danskerne fortjener at være bekendt med denne risiko.

- **Udbuddet for energiøen er låst fast på en inddæmmed ø**

Allerede tidligt i projektet har man lagt sig fast på den ingeniørtekniske udformning af øen, uagtet at der kun er foretaget én analyse af den tekniske konstruktion. Analysen tager kraftige forbehold for den anbefaling om den økonstruktion, som politikerne senere har besluttet. Den tekniske afgrænsning i et kommende udbud kan både afskrække og besværliggøre arbejdet for potentielle bydere, der måtte foretrække en anden løsning, fx en platformsløsning.

- **Risici forbundet med udlandsforbindelserne og den samlede tidsplan**

Historisk varer etablering af udlandsforbindelser i gennemsnit ti år. Hvis det holder, kan en forbindelse fra energiøen til det europæiske fastland gennemføres i tide til energiøens ibrugtagning. Men etablering kan lige så vel tage flere år ekstra, hvilket vil have store økonomiske konsekvenser. Udover udlandsforbindelsen har projektet også tre andre sammenhængende aktiver: transmissionsnettet, havvindmøllerparkerne og selve energiøen. Forsinkelser forbundet med et af de tre aktiver påvirker indtægterne på resten af aktiverne, og påvirker dermed også samfundsøkonomien.

- **Alt anden drøftelse om alternativer forstummer**

Efter beslutningen om etableringen af energiøen er truffet, er alle andre debatter om alternative måder at elektrificere det danske samfund forstummet. Dette ville ikke bekymre, hvis analys materialet og forarbejdet for at etablere energiøen var fuldt udviklet, havde været drøftet i en bred samfundsdebat og pegede i retning af et økonomisk fordelagtigt projekt for både staten og private. Da dette ikke er tilfældet, er vi nødt til at drøfte mulige alternativer til energiøen i dens nuværende format.

Samlet vurdering dags dato.

Det er meget lidt analys materialet, der ligger til grund for de enorme beslutninger, der er truffet omkring energiøen fra politisk hold. Usikkerhederne omkring det tekniske set-up for energiøprojektet, samfunds- og privatøkonomisk rentabilitet, rammer for privat involvering, herunder fremtidige aktiviteter som Power-to-X, realismen i rettidig opkobling til udlandet og det internationale el-marked mv. er enormt omfattende.

Det forventes ikke, at projektet bliver færdiggjort tidsnok til at bidrage til 2030-målsætningen. Derfor kan man - givet investeringens omfang og betydning for Danmark i generationer frem – lige så godt kan gøre arbejdet ordentligt. Risikoen i projektet er stor. Derfor bør der tages en ”analysepause”, hvor et ordentligt fagligt grundlag kommer på plads. Først på det grundlag kan der træffes en oplyst beslutning for om projektet er risikoen værd.

27. OKTOBER 2021

De politiske aftaler om energiøen i Nordsøen

Samfundsaspekter af den grønne omstilling

Af Pernille Birch og Marc Skov Jacobsen



Sammenfatning

Regeringen har sammen med et bredt flertal i folketinget vedtaget at opføre en kunstig energiø i Nordsøen. Øen skal samle strøm fra havvindmølleparker af hidtil usete størrelser og fordele denne strøm ud til det danske og udenlandske elnet, uden at strømmen transporteres ind til den danske kyst først. Energiøen skal bidrage til den grønne omstilling i Danmark og være med til at sikre, at Danmark overholder sine klimamålsætninger. Der knytter sig dog en række risici og uafklarede forhold omkring energiøprojektet i Nordsøen, som gør, at energiøen potentielt kan blive omkostningstung for danskerne. På den baggrund har vi følgende anbefalinger:

Anbefaling 1:

Samlet plan for vedvarende energi mod 2030 og 2050 målsætninger

Energistyrelsen forventer, at energiøen i Nordsøen er færdig i 2033. Øen kommer derfor ikke til at bidrage til 2030-målsætningen, der derfor skal realiseres med andre initiativer. Initiativerne har stor betydning for både energiøens samfundsøkonomiske og projektøkonomiske rentabilitet. Hvis Danmark satser på massiv udbygning af vedvarende energi frem mod 2030, er en energiø i 2033 muligvis ikke den mest omkostningseffektive vej til at reducere CO₂e frem mod 2050. Derfor er der brug for en overordnet plan, så klimamålene nås på en effektiv måde.

Anbefaling 2:

Skab brede rammer for udbuddet

Det er allerede vedtaget, at energiøen skal bygges som en inddæmmed ø. Den afgrænsning kan både afskrække og besværliggøre arbejdet for potentielle bydere, der foretrækker en anden løsning, fx en platform. Det er bekymrende, at man allerede så tidligt i projektet har lagt sig fast på udformningen, når der kun er foretaget én analyse af den tekniske konstruktion. Derfor anbefaler vi, at der laves bredere rammer for udbuddet, så regeringen er neutral i ft. valg af tekniske løsninger. Det vil give potentielle bydere bedre mulighed for at tilpasse projektet til deres kompetencer og kan være med til at reducere omkostningerne.

Anbefaling 3

Offentliggør og lav analyser for finansieringsmodellen og risikofordelingen

Der findes ingen offentligt tilgængelige analyser af forskellige finansieringsmodeller, der underbygger beslutningen om, at energiøen skal drives som et offentligt-privat partnerskab med staten som majoritetsejer. Risikoen forbundet med at investere i energiøen kan afskrække private investorer. Hvis risikoen er så stor, at private aktører kræver statslig støtte for at byde på øen, kan det svække statens afkast på projektet, som i sidste ende kan munde ud i en ekstraregning hos skatteborgerne. Danskerne bør være bekendt med denne risiko. Vi anbefaler derfor, at de eksisterende analyser for ejerforhold, risikofordeling og betingelserne for det offentlig-private partnerskab offentliggøres. Hvis disse analyser ikke bygger på et tilstrækkeligt grundlag, anbefaler vi, at der foretages sådanne analyser.

I følgende notat giver vi en status over regeringens energiøprojekt i Nordsøen. Først gennemgår vi den aftale, der er lavet om en klimalov og dens betydning for fremtidens energipolitik. Så fremlægger vi regeringens planer for energiøprojektet i Nordsøen. Herefter gennemgår vi de politiske beslutninger, der allerede er taget om energiøen, både hvad angår konstruktion og finansiering. Derefter fremlægges den fremadrettede plan for udbud og senere konstruktion af energiøen. Til slut gennemgås de usikkerheder, der er forbundet med opførslen af energiøen i Nordsøen.

1. Danmark skal realisere klimamål med vedvarende energi

Regeringen vil begrænse danske CO₂e-udledninger

Klimaet er blevet opprioriteret på den politiske dagsorden i Danmark. På baggrund af en aftale mellem regeringen og et bredt flertal i folketinget blev der i 2020 vedtaget en bindende klimalov. Klimaloven forpligter Danmark til at reducere den samlede CO₂e-udledning med 70 pct. i 2030 sammenlignet med niveauet i 1990. I 2050 skal Danmarks netto-CO₂e-udledninger være 0.¹

Grøn omstilling skaber større behov for el

Øget elektrificering af samfundet kommer sandsynligvis til at spille en vigtig rolle for den grønne omstilling. Energistyrelsens *Klimastatus og -fremskrivning 2021* forudsiger en stigning i det samlede elforbrug på omkring 40 pct. fra 2020 til 2030 i Danmark.² Desuden kan nye teknologier som Power-to-X og datacentre komme til at kræve store mængder el i fremtiden. Da el kan produceres CO₂e-neutralt fx med vindmøller, solceller eller vandkraft, er det oplagt at erstatte fossile brændstoffer med el for at mindske udledningen af drivhusgasser. Det gælder i biler, varmepumper og forskellige processer i industrien.

Udbygning af vedvarende energi kan ikke stå alene

En udbygning af vedvarende energi er isoleret set ikke nok til at nå klimamålsætningerne, da el udgør en lille del af de samlede CO₂e-udledninger.³ Realisering af klimamålsætningerne kræver derimod samspil mellem flere teknologier og flere sektorer. Dette underbygges også i Regeringens klimaprogram fra september 2021, der skitserer hvilke politiske aftaler, som Regeringen vil lave frem mod 2025 for at nå 2030-målsætningen.⁴

Manglende detaljer i plan om at nå 2030-målet

Det er dog bekymrende, at regeringen i deres klimaprogram ikke i tilstrækkelig grad har planlagt, hvordan klimamålsætningerne skal nås. Regeringen vurderer selv, at der mangler at blive fundet 10 mio. tons CO₂e-reduktioner for at nå 2030-målet. Regeringen ligger samtidig op til, at der

¹ Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2020).

² Energistyrelsens klimastatus og fremskrivning forventer at det samlede elforbrug inkl. Nettotab vil stige fra 38,3 twh i 2021 til 53,6 twh i 2030. Energistyrelsen (2021)f

³ Jf. *Klimastatus og -fremskrivning 2021* udgjorde el- og fjernvarme 6% af de samlede danske CO₂e-udledninger. Kilde: tal fra *Klimastatus og -fremskrivning 2021 og egne beregninger*

⁴ Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021)a

skal en bred række af tiltag og teknologier til at nå målet på tværs af sektorer. Det gælder alt fra adfærdsændringer i befolkningen til grøn omlægning af flytrafikken.⁵ Da teknologierne i mange tilfælde spiller sammen, er det nødvendigt med en samlet plan for fx at undgå en stor udvidelse af udbuddet af grøn strøm, uden at det modsvares af en stigende efterspørgsel fra Power-to-X, forbedrede eksportmuligheder eller øget elektrificering.

2. Regeringen vil bygge en kunstig ø ude i Nordsøen

Energiøen har været længe undervejs

Der har længe været tanker om at udbygge vindkapaciteten i Nordsøen. I 2017 indgik Energinet et konsortium med transmissionssystemsoperatører fra Holland og Tyskland. Konsortiet havde til formål at undersøge mulighederne for at bygge en kunstig ø til energitransmission ved Dogger Banke, midt ude i Nordsøen. Placeringen blev senere vurderet uegnet.⁶ I forbindelse med *Energiaftale af 29. juni 2018* besluttede den daværende regering at afsøge et større område ved bl.a. Vestkysten og i Østersøen for at få kortlagt potentialet for vindenergi.

Ambitioner om stor energiproduktion i Nordsøen

Det var med baggrund i kortlægningen, at regeringen, med et bredt flertal i folketinget, besluttede at opføre to energiøer. Én i Østersøen og én i Nordsøen. Aftaleparterne beskriver formålet med energiøerne på følgende måde:

”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 vores nabolande og dermed bidrage til den grønne omstilling i Europa. På sigt skal energiøerne kunne tilkoble teknologier, der kan lagre eller omdanne denne grønne strøm til for eksempel grønne brændstoffer (gennem såkaldt ”Power-to-X”).”⁷

Energiøen i Nordsøen skal opføres som en kunstig ø 80 km ud for kysten. Øen bliver den første af sin slags. Placeringen af øen og tilhørende havvindmølleparker giver mere fordelagtige vindforhold, samtidig med, at gener for mennesker mindskes. I Østersøen skal Bornholm bruges som knudepunkt for at samle vindmøllestrøm fra vindmølleparker i Østersøen.

⁵ Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021)a

⁶ Berlingske (2019)

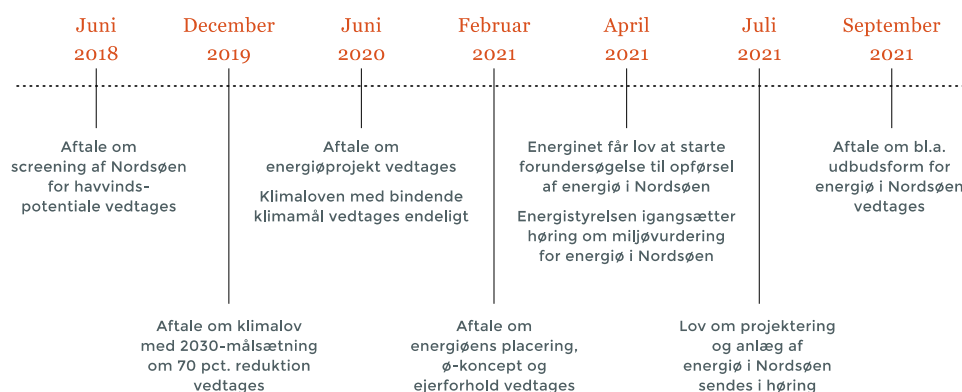
⁷ Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2020)

Mange forhold omkring energiøen er på plads

3. Fra tanke til politisk handling

Der er taget en række beslutninger om energiøprojektet i Nordsøen. Regeringen har lavet tre politiske aftaler, der vedrører energiøerne. For det første er man blevet enige om, hvor øen skal ligge, for det andet, hvordan den skal bygges, og for det tredje er det besluttet, hvordan man ønsker at drive og finansiere øen. Derudover har *Lov om projektering og anlæg af energiø* været i høring i sommeren 2021. Loven skal sætte rammerne for de politiske aftaler, som regeringen og et bredt flertal i folketinget har lavet om energiøen i Nordsøen. Derudover udgør loven det retslige grundlag for det videre arbejde med energiøen. Loven forventes at træde i kraft i starten af 2022. Tabel 1 viser et overblik over de politiske beslutninger, der er blevet taget.

Tabel 1 Overblik over de politiske aftaler i forbindelse med energiøprojektet



Kilde: Klima-, Energi og Forsyningsministeriet (2018), Regeringen (2019), Regeringen (2020), Klima-, Energi og Forsyningsministeriet (2020), Klima-, Energi og Forsyningsministeriet (2021)b, (2021)c, Energistyrelsen (2021)c, (2021)d, (2021)f

Energiøen skal give overskud

Det fremgår af aftaleteksterne, at energiøen skal være rentabel.⁸ Energistyrelsen opstiller kriterierne for rentabilitet både som projektøkonomisk og samfundsøkonomisk overskud.⁹ COWI estimerer, at prisen for hele energiøprojektet på 10 GW i Nordsøen kommer til at løbe op i 210 mia. kroner. Det første projekt, der inkluderer en enkelt ø, 3 GW strøm og kabler til Danmark og udlandet, forventes at koste knap 60 mia. kroner.¹⁰ Der findes derimod ikke nogen detaljerede offentlige analyser af indtægterne fra øen.

⁸ COWI (2021)

⁹ Energistyrelsen (2021)a

¹⁰ COWI (2021)

Energiøen skal bygges som en rigtig ø

3.1 Energiøens konstruktion

Det er besluttet, at energiøen skal bygges som en inddæmmed ø. Beslutningen er taget kort tid efter, at COWI har vurderet, at en sænkekasseø, bygget af sandfyldte betonsænkekasser, koster 10 mia. kroner mindre end en platform, når energiøen skal udbygges til 10 GW. Prisen for en sænkekasseø og stålplatform ved 3 GW vurderes til at være den samme.¹¹ Øens design og størrelse er endnu ikke fastlagt. Konstruktionen af den inddæmmede ø bliver op til budvinderne.¹²

Tidligt at låse sig fast på ø-konstruktion

Det er bekymrende, at aftaleparterne allerede i udbudsfasen har låst sig fast på en inddæmmed ø. Specielt med tanke på, at der så vidt vides kun er foretaget én analyse af den tekniske konstruktion. Det kan betyde, at afgrænsningen kommer til at afskrække bydere, der foretrækker en anden teknisk løsning, fx at bygge en platform eller at samle energien på land. Derfor bør der være brede rammer for udbuddet. På den måde kan byderne selv udvikle det koncept, der passer til deres kompetencer og hvilken løsning, der både er bedst og mest omkostningseffektiv. Samtidig viser erfaring, at rentabiliteten af et anlæg kan ændre sig, når der bliver lavet yderligere undersøgelser. Et godt eksempel er Femern-forbindelsen, hvor både muligheder for en bro og en tunnel blev undersøgt, på trods af at en skråstagsbro var den foretrukne løsning i begyndelsen.¹³

Manglende offentlige analyser af finansiering

3.2 Energiøens finansiering, ejerform og risikofordeling

Der findes ikke offentligt fremlagte analyser, der vurderer forskellige finansieringsmodeller og ejerforhold for energiøen i forbindelse med aftalen om ejerskabet. Det er derfor ikke entydigt hvilken ejerform og finansiering, der er mest samfundsøkonomisk fordelagtig.

Staten skal være majoritetsejer af øen

Energiøen skal være et offentlig-privat samarbejde, hvor staten skal eje minimum 50,1 pct., mens private aktører kan byde ind på resten. For at sikre armslængdeprincippet, skal der oprettes et aktieselskab med selvstændig bestyrelse og direktion, der skal forvalte øen og stå for udlejning af arealer til håndtering af havvind og lignende aktiviteter.

Energiøen bliver ét samlet udbud

Aftaleparterne har vedtaget, at der skal være ét samlet udbud for hele energiøprojektet. På den måde kan samarbejdspartnere hurtigt danne konsortier og udvikle projektets koncept. I den forbindelse har regeringen også forpligtet sig til at indgå en markedsdialog om de mere konkrete rammer for udbuddet af projektet.¹⁴

Risikoen har betydning for det private afkastkrav

Med energiøprojektet følger en række risici, der kan påvirke de private investorers afkastkrav. Nogle af de vigtige risici er bl.a. projektets samlede

¹¹ COWI (2021)

¹² Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021)b

¹³ Ingeniøren (2009)

¹⁴ Det fremgår af tillægget til Klimaaftalen om energi og industri mv., Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021)a.

omkostninger og den fremtidige udvikling i elpriserne. Risiciene betyder, at den private medejer sandsynligvis har højere afkastkrav end staten.¹⁵ I det tilfælde er det muligt, at staten kan tage en større del af risikoen for at gøre projektet mere attraktivt for de private investorer. Bliver det løsningen, kan der dog stilles spørgsmålstegn ved de private aktørers rolle i projektet. Hvad er statens gevinst ved at have private investorer med, hvis staten stadig skal bære den største del af risikoen? Samtidig kan en reduceret risiko for de private investorer indirekte påvirke deres engagement i projektet negativt.

4. Den fremadrettede plan for energiøen i Nordsøen

Markedsdialog om energiøen er i gang

Energistyrelsen er i gang med at udarbejde udbudsmaterialet til øerne. Lige nu er *Markedsdialog II* i gang.¹⁶ Her kan interesserede parter komme med inputs til ejerform samt opførelse af øen. Energistyrelsen forventer, at denne del af markedsdialogen bliver afsluttet i år. *Markedsdialog III* bliver iværksat næste år, og kommer til at handle om udkast til udbudsmaterialet. Det fremgår dog af delaftalen om udbuddet af energiøen, at aftaleparterne ikke går videre med projektet, før de har opdaterede beregninger for projektets rentabilitet og aftaler om udenlandsforbindelser til energiøen.¹⁷

Der er lavet en køreplan, hvor energiøen er opført i 2033

Energistyrelsen har fremlagt en forventet tidsplan for hele energiøprojektet, som forventes færdigt i 2033. Planen omfatter markedsdialogerne mellem Energistyrelsen og interessenter samt miljøvurderinger af energiøprojektet. Miljøvurderingerne har som formål at vurdere potentielle miljømæssige konsekvenser af projektet, og foretages af Energistyrelsen, Energinet og vindere af det private udbud. Energistyrelsens plan strækker sig over perioden 2021 til 2033 jf. Tabel 2. Energistyrelsens tidsplan omfatter dog ikke etablering af transmission fra energiøen og til udlandet.

Et stort klimaprojekt er ikke nødvendigvis bedst

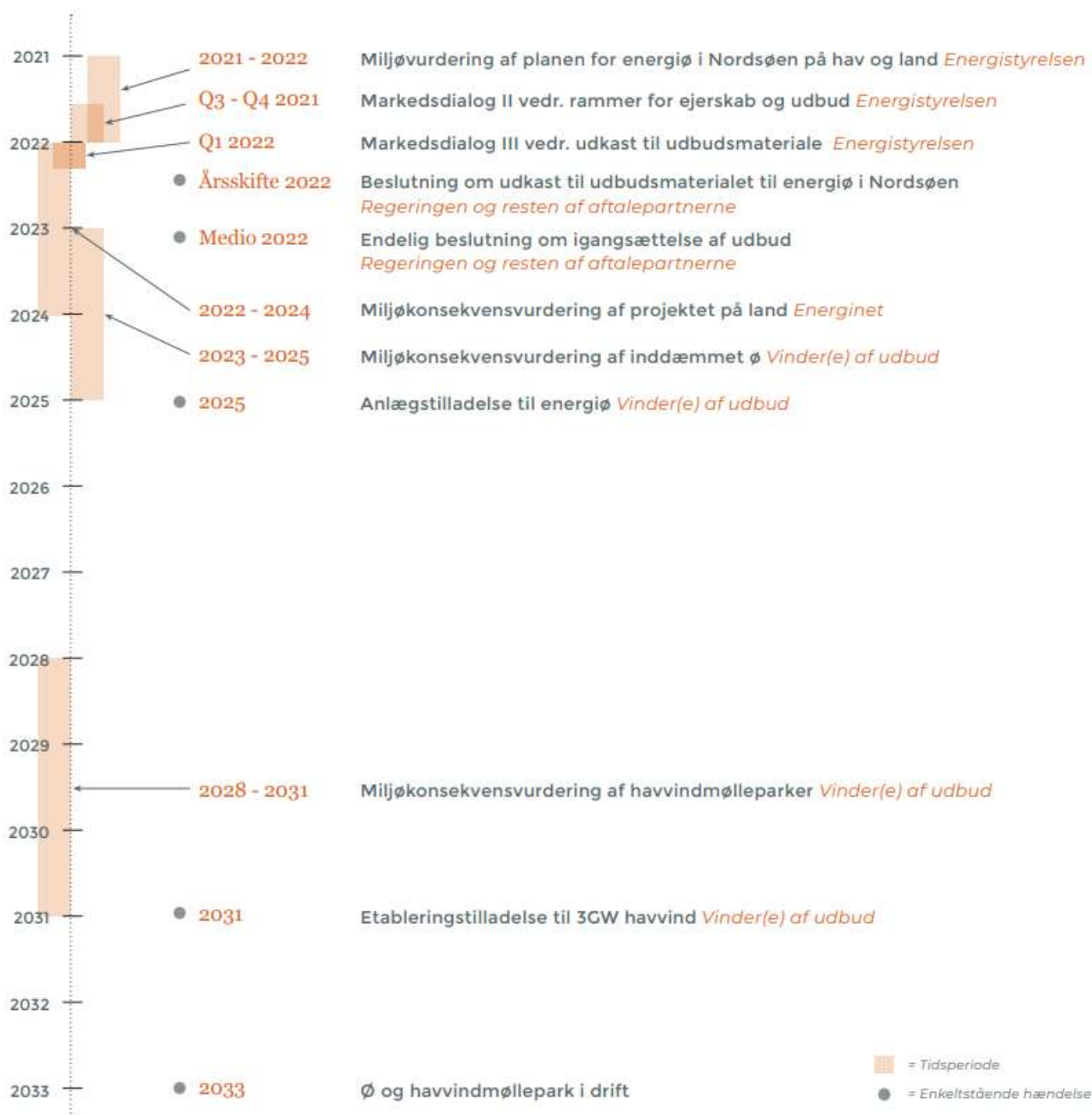
Energiøen i Nordsøen er et stort projekt, der frem til færdiggørelse i 2033 muligvis kan fjerne ressourcer og fokus fra andre tiltag, der omkostningseffektivt kan reducere CO₂e-udledningen frem mod 2030 og 2050. Uanset hvilke veje regeringen vælger, skal der tages en del politiske beslutninger om investeringer i infrastruktur og nye teknologier allerede nu, for at det har en effekt på udledningen i 2030. Det er derfor tvivlsomt, om et stort og ressourcekrævende projekt med færdiggørelse i 2033 nødvendigvis er den bedste prioritering.

¹⁵ Finansministeriets diskonteringsrente er på 3,5 pct. Derfor skal det samfundsøkonomiske afkast af projektet være på 3,5 pct. eller højere for at det vurderes rentabelt.

¹⁶ Energistyrelsen (2021)e

¹⁷ Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021)c

Tabel 2 overblik over den fremadrettede køreplan for energiø i Nordsøen



Kilde: Energistyrelsen (2021)b, Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021)d

5. Der er flere usikkerheder ved opførelse af energiøen

Energiøens finansiering er usikker

Vi vurderer, at det er usikkert, om energiøen i Nordsøen kan realiseres som planlagt. Der er meget få offentlige projekter, der har det samme fysiske og økonomiske omfang som energiøerne. Samtidig er der taget mange

beslutninger om energiøen meget tidligt i forløbet. Såfremt beslutningerne ikke er taget på et fuldt oplyst grundlag, kan det skabe problemer for projektet og i sidste ende også regeringens klimamål.

Tidsplanen for energiøen er allerede skredet

Energiøprojektet er allerede blevet udskudt tre år. I *Klimaaftale for energi og industri mv.* fra juni 2020 blev det aftalt, at vindmølleparkerne i Nordsøen skal stå færdig og levere 3 GW i 2030. Men i tillægsaftalen fra februar 2021 konstaterer aftaleparterne, at øen, med den valgte ejerform og konstruktion, sandsynligvis ikke står færdig før 2033. Projektet er altså skredet tre år, inden det er besluttet, hvem der skal opføre øen. Når de konkrete planer om konstruktionen skal udarbejdes, er der mulighed for, at projektet vurderes til at tage længere tid og eventuelt koste mere end først forventet.

Risiko for prisstigning for energiøen

Vores vurdering er, at Energiøprojektet kan risikere at blive dyrere end planlagt. Megaprojekter overskrider ofte deres budgetter. Fx blev østbroen over Storebælt 50 pct. dyrere end budgetteret, mens togtunnelen oversteg det originale budget med 120 pct.¹⁸ Udover at budgetterne skrider, tager megaprojekter ofte også en del længere tid end planlagt. Dette er fx tilfældet for Femern-forbindelsen, der forventes at stå færdig i 2029, hvilket er 11 år efter det oprindelige mål for åbning af trafikken.¹⁹ Energiøprojektet er både i økonomisk størrelse og i kompleksitet flere gange større end både Storebæltsbroen og Femern-forbindelsen. Samtidig er det på et område, hvor den teknologiske udvikling går stærkt og hvor både projektets færdiggørelse og rentabilitet er afhængig af udlandet. Risikoen for yderligere forsinkelse og fordyrelse er derfor stor. Sker dette, efterlades regningen hos de danske skattebetalere.

¹⁸ Flyvbjerg, Bent (2014)

¹⁹ Transportministeriet (2008), Femern A/S (2021)

Formål med undersøgelsen

Undersøgelsen omhandler den grønne omstilling i Danmark, og har som formål at skabe et bedre beslutningsgrundlag for de politiske beslutninger herom. Vi vil bidrage med nye vinkler på den grønne omstilling i Danmark, som fortjener bred kommunikation i den offentlige debat. Undersøgelsen ser på de samfundsøkonomiske aspekter og de teknologiske muligheder, samt problemstillingerne omkring den grønne omstilling, herunder projekt- og samfundsøkonomisk rentabilitet. Begyndelsesvis fokuserer undersøgelsen på energiprojektet i Nordsøen, senere på omkostningseffektiv grøn omstilling i Danmark.

Hvad er en energiø?

I Danmark benytter vi havvind via enkeltstående havvindmølleparker til at levere strøm direkte til det danske elnet. En energiø fungerer som et grønt energikraftværk, som samler strøm fra omkringliggende havvindmølleparker og omfordeler den til elnettet på fastlandet. Energiøen kan placeres langt væk fra kysten og transportere strøm fra områder med store vindressourcer til områder, hvor der er stor efterspørgsel efter strøm - både i Danmark og i udlandet. I øjeblikket er vindkapaciteten i Danmark 1,7 GW. Energiøen i Nordsøen skal have en vindkapacitet på 3GW, og forventes færdig i 2033. På sigt skal øens vindkapacitet udvides til 10 GW og fordele strøm til flere nordeuropæiske lande.

6. Litteraturliste

Berlingske (10. december 2019). *Fantasiprojekt eller game changer? Regeringens store energiø kan løbe op i fem storebæltsbroer.*

[Fantasiprojekt eller game changer? Regeringens store energiø kan løbe op i fem storebæltsbroer \(berlingske.dk\)](https://www.berlingske.dk/energi/fantasiprojekt-eller-game-changer-regeringens-store-energio-kan-loebe-op-i-fem-storebaeltsbroer)

COWI (2021). *Cost benefit analyse og klimaaftryk af energiøer i Nordsøen og Østersøen.*

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/a209704001_cost_benefit_analyse_endelig_version.pdf

Energistyrelsen (2021)a. *Forventede analyseaktiviteter vedrørende energiøernes økonomi*

<https://prodstoragehoeringspo.blob.core.windows.net/bb2ffb50-6911-4bc8-887a-05326068121c/1.%20Forventede%20analyseaktiviteter.pdf>

Energistyrelsen (2021)b. *Ideoplæg Energiø Nordsøen.*

[ideoplæg til energieo nordsoeen.pdf \(ens.dk\)](https://ens.dk/energi/ideoplæg-til-energieo-nordsoeen.pdf)

Energistyrelsen (2021)c *Høring af forslag til lov om projektering og anlæg af en energiø i Nordsøen.*

<https://prodstoragehoeringspo.blob.core.windows.net/a740011a-f3d4-459f-899e-590b3de57bce/H%C3%B8ringsbrev.pdf>

Energistyrelsen (2021)d. *Indkaldelse af ideer og forslag til miljøvurderingen af planen for Energiø Nordsøen.*

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Energioer/energieoe_nordsoeen_hoerings_brev_1_offentlighedsfase.pdf

Energistyrelsen (2021)e. *Invitation to orientation meeting as part of the market dialogue II regarding the Energy Island in the North Sea.*

[invitation til dialogmoede060921.pdf \(ens.dk\)](#)

Energistyrelsen (2021)f. *Klimastatus og -fremskrivning.*

[kf21_hovedrapport.pdf \(ens.dk\)](#)

Energistyrelsen (2021)g. *Tilladelse til at udføre forundersøgelser i området for energiøen i Nordsøen og de tilknyttede havvindmølleparker.*

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Energioer/forundersoegelsestilladelse_for_omraadet_for_energieoe_og_havvind_i_nordsoeen.pdf

Femern A/S (2021), *Femern Bælt-forbindelsen – verdens længde sænketunnel.*

Finansministeriet (2021). *Dokumentationsnotet for den*

samfundsøkonomiske diskonteringsrente. [Dokumentationsnotat for den samfundsøkonomiske diskonteringsrente \(fm.dk\)](#)

Flyvbjerg, Bent (2014). *What You Should Know About Megaprojects and Why: An Overview, Project Management Journal, Vol. 45, No. 2, 6–19.*

Ingeniøren (2009). *Kampen om Femernløsningen helt åben.*

[Kampen om Femernløsningen helt åben | Ingeniøren](#)

Klima-, energi- og Forsyningsministeriet (2018). *Energiaftale af 29. juni 2018.*

<https://kefm.dk/media/6646/energiaftale2018.pdf>.

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2020). *Lov om Klima.*

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

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021)a. *Klimaprogram 2021.*

[https://kefm.dk/Media/637684923696666735/Klimaprogram%202021%20\(DIGITAL\).pdf](https://kefm.dk/Media/637684923696666735/Klimaprogram%202021%20(DIGITAL).pdf)

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021)b. *Tillæg til klimaaftale om energi og industri af 22. juni 2020 vedr. Ejerskab og konstruktion af energiøer mv.*

<https://kefm.dk/Media/5/E/Aftaletekst%20-%20Energi%C3%B8er%20-%20Ejerskab%20og%20konstruktion%20af%20energi%C3%B8er%20mv.pdf>

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021)c. *Udbudsforberedende aftale om energiøen i Nordsøen.*

[Faktaark energiø udbud.pdf \(kefm.dk\)](#)

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021)d. *Udbudsforberedende delaftale om langsigtede rammer for udbud og ejerskab af energiøen i Nordsøen - Faktaark.*

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

Klimarådet (2021)a. *Kommentering af Klimastatus og -fremskrivning 2021.*

[Kommentering af Klimastatus og -fremskrivning 2021 | Klimarådet \(klimaraadet.dk\)](#)

Klimarådet (2021)b. *Statusrapport 2021.*

[Statusrapport 2021 | Klimarådet \(klimaraadet.dk\)](#)

Regeringen (2019), *Aftale om Klimalov af 6. december 2019.*

<https://www.regeringen.dk/aktuelt/publikationer-og-aftaletekster/aftale-om-klimalov/>

Regeringen (2020). *Klimaaf tale for energi og industri mv. af 22. juni 2020.*

<https://www.regeringen.dk/aktuelt/publikationer-og-aftaletekster/klimaaf tale-for-energi-og-industri-mv-2020/>

Transportministeriet (2008), *Politisk aftale om fast forbindelse over Femern*

Bælt <https://www.trafikministeriet.dk/media/1761/politisk-aftale-af-2.pdf>

27. OKTOBER 2021

Gennemgang af beslutningsmaterialet for energiørerne med økonomfaglige briller

Samfundsaspekter af den grønne omstilling

Af Frederik Læssøe Nielsen og Marc Skov Jacobsen



Sammenfatning

Folketinget vedtog 22. juni 2020 en bred politisk klimaafnale, der bl.a. indebærer, at Danmark skal etablere to energiøer. Energistyrelsen fremlagde d. 16/09-2021 fire høringsnotater om den hidtidige og fremtidige analyseaktivitet i forbindelse med energiøprojektet. En økonomifaglig gennemgang af høringsnotaterne giver anledning til følgende anbefalinger:

1. Alle relevante analyser bør lægges frem, så den offentlige debat om energiøprojektet kan foregå på et oplyst grundlag.
2. Energiøprojektet bør sammenlignes med en bredere vifte af alternativer, der kan sikre, at Danmark når i mål med den grønne omstilling på en omkostningseffektiv måde.
3. Udbudsprocessen bør først igangsættes, når Energistyrelsen selv vurderer, at analysegrundlaget har en tilstrækkelig kvalitet til at kunne afdække den samfunds- og projektøkonomiske rentabilitet og den tilknyttede usikkerhed i energiøprojektet. Denne vurdering bør kunne understøttes af en neutral tredjepart.

Anbefaling 1:

Læg alle analyser af energiøprojektet frem for offentligheden

Det er bekymrende, at offentligheden ikke har adgang til estimerer for indtægterne i energiøprojektet og egentlige samfunds- og projektøkonomiske rentabilitetsanalyser. De danske skatteborgere står for store dele af finansieringen af projektet og ender ligeledes med en stor del af ekstraregningen, hvis projektet bliver dyrere end forventet. Skatteborgerne fortjener derfor at få kendskab til de bagvedliggende analyser.

Anbefaling 2:

Sammenlign energiøprojektet med en bredere vifte af alternativer

Energistyrelsen lægger ikke op til en teknologineutral sammenligning af alternative veje til at sikre den grønne omstilling af Danmark. Vi finder det problematisk, at Energistyrelsen kun lægger op til at sammenligne og screene alternative koncepter, der involverer udbygning af havvind. En bredere sammenligning på tværs af teknologier sikrer en effektiv omstilling.

Anbefaling 3:

Igangsæt først udbudsprocessen når analysegrundlaget har tilstrækkelig kvalitet

Det er en kilde til bekymring, hvis udbudsprocessen igangsættes, inden der foreligger et tilstrækkeligt analysegrundlag for så vidtgående beslutninger, som der er tale om her. Herunder bekymrer det specielt, at Energistyrelsen vurderer, at fremskrivningen af elpriserne efter 2040 på nuværende tidspunkt sker på et ikke-teoretisk og ikke-empirisk fundament. Fundamentet kan forbedres, hvis Energistyrelsen får tid til at udarbejde tilstrækkelige scenarier til fremskrivninger vha. Ramses-modellen.

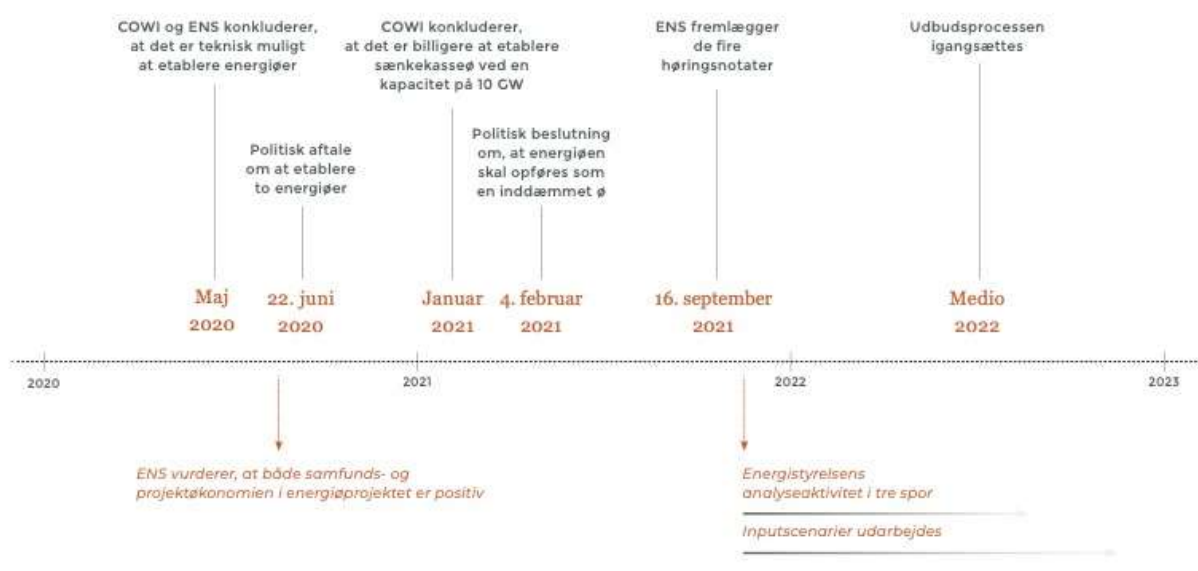
Det følgende notat omhandler det analysearbejde, der hidtil har været og fremadrettet bliver grundstenene i arbejdet med opførslen af en energiø i Nordsøen. Først opsummerer og kommenterer vi de analyser, der ligger til grund for de politiske aftaler om energiøen. Omdrejningspunktet er, hvilke spørgsmål det eksisterende materiale mangler at besvare. Bagefter går vi igennem den planlagte, fremadrettede analyseaktivitet.

1. Hittidig analyseaktivitet

Økonomøjne på analyser i historisk energiøprojekt

I juni 2020 blev det med *Klimaaftale for energi og industri mv.* (KEI20) besluttet, at der skal etableres to energiøer, der skal bidrage til elektrificeringen og den grønne omstilling af Danmark – én på Bornholm og én i Nordsøen. Alene energiøen i Nordsøen forventes at have anlægsomkostninger på 210 mia. DKK, hvis den udbygges til fuld kapacitet. Det gør projektet til det største anlægsprojekt i danmarkshistorien, hvilket naturligvis giver anledning til en økonomifaglig gennemgang af beslutningsmaterialet vedrørende energiøerne. I dette afsnit opsummerer og kommenterer vi de analyser, der ligger til grund for de politiske aftaler om energiøerne. Figur 1 skitserer den hittidige og planlagte analyseaktivitet samt den politiske proces vedrørende energiøprojektet.

Figur 1 Tidslinje over hittidig og planlagt analyseaktivitet samt politiske beslutninger



Anm.: Energistyrelsen forkortes "ENS"

Kilde: Energistyrelsen og COWI (2020), Finansministeriet (2020), COWI (2021), Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021)a, Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021)b, Energistyrelsen (2021)a, Energistyrelsen (2021)b, Energistyrelsen (2021)c, Energistyrelsen (2021)d.

Muligt at bygge havvindmølleparker med energiø

I maj 2020 konkluderer Energistyrelsen og COWI, at det er teknisk muligt at etablere havvindmølleparker med forbindelse til en energiø i en række områder i Nordsøen og Østersøen. Konklusionen drages i rapporten *Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til energiø/hub*, der finscreener en række områder i Nordsøen og Østersøen.

Sænkekasseø indikativt billigst ved 10 GW

En rapport udarbejdet af COWI konkluderer i januar 2021, at det er billigere at etablere en sænkekasseø end en platformsø ved en kapacitet på 10 GW. COWI sammenligner to koncepter for en energiø i Nordsøen med dertilhørende havvindmølleparker og eltransmission: i) en sænkekasseø og ii) en platformsø. De to koncepter har tilsvarende omkostninger ved en kapacitet på 3 GW. Udover at præsentere omkostningsberegninger sammenligner rapporten fordelene ved de to alternativer. Fordelene ved de to koncepter er opsummeret i Boks 1. Omkostningsberegningerne og de tekniske fordele præsenteres i rapporten *Cost benefit analyse og klimaaftryk af energiøer i Nordsøen og Østersøen*, der er udarbejdet for Energistyrelsen. I rapporten gør COWI opmærksom på, at studiet ikke må betragtes som endeligt.

Boks 1 Sammenligning af fordele ved sænkekasseø og platformsø

Fordele ved sænkekasseøen:

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

Fordele ved platformsøen:

- Relativt moden teknologi i de ønskede dimensioner.
- Mulighed for central/decentral løsning uden betydelig indvirkning på CAPEX.¹
- Bedre mulighed for gradvis implementering.
- Mindre konstruktionsarbejde til havs for selve platformsøen.

Kilde: COWI (2021), side 15.

Politisk beslutning om inddæmmet ø

På trods af at COWI påpeger, at energiøerne bør analyseres yderligere, bliver der 4. februar 2021 truffet en bred politisk beslutning om, at

¹ CAPEX=Capital expenditures (anlægsinvesteringer)

energiøen i Nordsøen skal opføres som en inddæmmet ø. Det sker i aftalen *Tillæg til klimaaf tale om energi og industri af 22. juni 2020 vedr. Ejerskab og konstruktion af energiøer mv.*²

Rentabilitetsskøn er ikke offentligt tilgængelige

De to ovennævnte rapporter bærer mest præg af at afdække omkostninger samt tekniske muligheder og fordele ved forskellige konstellationer til udnyttelse af havvindspotentialet. Egentlige samfunds- og projektøkonomiske skøn af energiøprojektets rentabilitet er ikke lagt frem for offentligheden. Ifølge Energistyrelsen findes der dog en ikke-offentliggjort rentabilitetsanalyse fra forarbejdet til KEI20, der indikerer at både samfunds- og projektøkonomien i energiøprojektet er positiv.³

Opfordring til at offentliggøre analyser

Det er naturligvis vanskeligt at kommentere på kvaliteten af de ikke-offentliggjorte rentabilitetsanalyser, og vi kan kun opfordre til, at rentabilitetsanalyserne og andre relevante analyser offentliggøres. Klimarådet opfordrer også i deres høringssvar til de fremlagte notater generelt til mere åbenhed om analyseaktiviteten vedrørende energiøprojektet. Specifikt skriver Klimarådet om de ikke-offentliggjorte rentabilitetsanalyser:⁴

"En offentliggørelse ville øge åbenheden om rentabiliteten og beregningerne bag estimatet på 210 mia. DKK for de samlede omkostninger."

Basisscenarie bør overvejes nøje

Energistyrelsen skriver, at rentabilitetsanalyserne tager udgangspunkt i en sammenligning af et analysescenarie, hvor energiøerne etableres, og et basisscenarie, hvor energiøerne ikke etableres. Vi opfordrer til, at fremtidige rentabilitetsanalyser følger Finansministeriets manual for samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger.⁵ Herunder bør valget af basisscenarie overvejes nøje, så projektet kan sammenlignes med et realistisk alternativ. Da klimamålene er bindende, er et mere realistisk alternativ at udbygge VE-kapaciteten med 3 GW på anden vis.

2. Fremtidig analyseaktivitet

Planlagt analyseaktivitet i tre spor

I dette afsnit beskriver og kommenterer vi den planlagte analyseaktivitet, Energistyrelsen lægger op til for 2. halvår af 2021 og frem. Vores gennemgang baserer sig på de fire høringsnotater, Energistyrelsen fremlagde til offentlig høring 16/9 2021.⁶ I høringsnotatet *Forventede analyseaktiviteter vedrørende energiøernes økonomi* lægger Energistyrelsen op til analyseaktivitet i tre spor:

² [Aftaletekst - Energiøer - Ejerskab og konstruktion af energiøer mv.pdf \(kefm.dk\)](#)

³ Se høringsnotatet *Forventede analyseaktiviteter vedrørende energiøernes økonomi*.

⁴ https://klimaraadet.dk/da/system/files_force/downloads/hoeringssvar_energieoer_endelig.pdf?download=1

⁵ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/veiledning_i_samfundsøkonomiske_konsekvensvurderinger_2017.pdf.

⁶ Energistyrelsen (2021)a, b, c og d

1. Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindudbygning i Nordsøen
2. Fortsat anvendelse og udvikling af cost-benefit-metode
3. Etablering af en langsigtet udbudskurve for havvindudbygning i Nordsøen

Screening af koncepter for havvindudbygning

For det første vil Energistyrelsen lave en screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen. Ifølge Energistyrelsen er formålet med denne analyse at vurdere det mest hensigtsmæssige infrastrukturkoncept under en forudsætning om massiv havvindudbygning i Nordsøen.⁷ Det er bemærkelsesværdigt, at Energistyrelsen så eksplicit vælger udelukkende at screene koncepter til havvindudbygning. Danmark risikerer at vælge en ineffektiv vej til den grønne omstilling, hvis ikke teknologineutralitet er et gennemgående princip for de politiske beslutninger og embedsværkets analyser. I sit hørings svar rejser Klimarådet en tilsvarende pointe om, at en bredere vifte af tekniske alternativer bør analyseres:⁸

"Det er også vigtigt at prioritere en grundig analyse af tekniske alternativer, så det offentligt kan diskuteres, om energiøerne samfundsmæssigt er det bedste valg."

Cost-benefit udvides med vurderinger af følsomhed

For det andet vil Energistyrelsen udvikle sin cost-benefit-metode med henblik på at kunne beskrive og kvalificere usikkerheder og økonomiske risici. Energistyrelsen vil herunder foretage en samfundsøkonomisk og projektøkonomisk vurdering af energiøernes rentabilitet. Energistyrelsen vil foretage følsomhedsvurderinger for at tage højde for den betydelige usikkerhed, der er forbundet med analysen. I følsomhedsvurderingerne vil Energistyrelsen fokusere på:⁹

1. Ændringer i elprisen.
2. Ændringer i anlægsomkostninger.
3. Ændringer i investorers afkastkrav.

Langsigtet udbudskurve skal kvalificere elpriser

For det tredje vil Energistyrelsen etablere en langsigtet udbudskurve. Ifølge Energistyrelsen er formålet med udbudskurven at give en indikation på det langsigtede prisniveau på havvind i de enkelte lande samt for Nordsøregionen som helhed (se Boks 2 for detaljeret beskrivelse). Energistyrelsen har hidtil lavet en mekanisk forlængelse af deres fremskrivning af elpriserne efter 2040 på baggrund af resultater fra deres el-model, Ramses, som også er forklaret i Boks 2. Grunden til den mekaniske forlængelse efter 2040 er, at Energistyrelsen ikke har inputscenarier til Ramses-modellen efter 2040. Energistyrelsen påpeger selv, at den mekaniske fremskrivning mangler både teoretisk og empirisk fundament.

⁷ Se høringsnotatet *Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen*.

⁸ https://klimaraadet.dk/da/system/files_force/downloads/hoerings svar_energieoer_endelig.pdf?download=1

⁹ Se høringsnotatet *Cost-benefit-analyser af energiøerne*.

Prisen er essentiel, hvorfor fremskrivningen er vigtig

De langsigtede elpriser spiller en essentiel rolle for indtægterne og dermed rentabiliteten i energiøprojektet, så fremtidige cost-benefit-analyser bør baseres på gode fremskrivninger af elprisen. Energistyrelsens egen beskrivelse af kombinationen af mekanisk fremskrivning af elpriser og den langsigtede udbudskurve indikerer, at de anser metoden for at være utilstrækkelig. Energistyrelsen har derudover sideløbende med de tre ovennævnte analyseaktiviteter igangsat udarbejdelsen af inputscenarier til Ramses til årene efter 2040.

Tidsplan for planlagte analyser udestår

Energistyrelsen har ikke fremlagt en konkret tidsplan for hver analyseaktivitet, men vi formoder og opfordrer til, at de tre analyseaktiviteter er tilvejebragt, inden udbudsprocessen sættes i gang medio 2022. Umiddelbart er det dog bekymrende, hvis inputscenarierne til Ramses-modellen ikke når at blive færdige inden udbudsprocessens begyndelse, da de essentielle fremskrivninger af elprisen derfor bliver af lavere kvalitet.

Boks 2 Ramses-modellen, den langsigtede udbudskurve og fremskrivning af elpriserne

Hvad er Ramses?

Ramses er Energistyrelsens teknisk-økonomiske model til beregning af fremtidig produktion af el og fjernvarme samt simulering af fremtidige elpriser i de enkelte lande samt for Nordsø-regionen som helhed.

Ramses-modellen simulerer elpriser frem til 2040

Energistyrelsen simulerer elpriserne frem til 2040 vha. Ramses-modellen. Ramses-modellen tager detaljerede scenarier for udviklingen af elproduktions- og transmissionskapaciteter i alle områder af Europa som input. Energistyrelsen har dog kun tilstrækkeligt detaljerede scenarier frem til 2040, hvorfor elpriserne herefter ikke kan simuleres vha. Ramses.

Efter 2040: Ekstrapolering og udbudskurve

Energistyrelsen lægger op til at fremskrive elpriserne efter 2040 ved mekanisk at ekstrapolere de Ramses-simulerede priser frem til 2040, som det også er blevet gjort hidtil. Fremadrettet vil Energistyrelsen kvalificere de fremskrevne priser med en langsigtet udbudskurve. Langsigtede ligevægtsargumenter tilsiger, at den gennemsnitlige afregningspris på langt sigt skal svare til de gennemsnitlige energiomkostninger. Derfor giver den langsigtede udbudskurve en indikation af de fremtidige elpriser, omend det ikke uden yderligere antagelser kan bestemmes, hvor på udbudskurven markedet ender i et bestemt år.¹⁰

Energistyrelsen udarbejder sideløbende scenarier til Ramses

Energistyrelsen arbejder sideløbende med at udarbejde scenarier, så Ramses-modellen kan bruges til at fremskrive elpriserne frem til 2060. Energistyrelsen nævner, at fordelene ved at bruge en detaljeret bottom-up-model som Ramses er, at den producerer detaljeret output vedr. elproduktion, handelsstrømme og flaskehalsindtægter. Der ligger ingen konkret tidsplan eller -frist for udarbejdelsen af de detaljerede inputscenarier, men Energistyrelsen påpeger, at det er urealistisk, at scenarierne er færdige i 2021.

¹⁰ Se høringsnotatet *Langsigtet udbudskurve for havvind i Nordsøen*.

Formål med undersøgelsen

Undersøgelsen omhandler den grønne omstilling i Danmark, og har som formål at skabe et bedre beslutningsgrundlag for de politiske beslutninger herom. Vi vil bidrage med nye vinkler på den grønne omstilling i Danmark, som fortjener bred kommunikation i den offentlige debat. Undersøgelsen ser på de samfundsøkonomiske aspekter og de teknologiske muligheder, samt problemstillingerne omkring den grønne omstilling, herunder projekt- og samfundsøkonomisk rentabilitet. Begyndelsesvis fokuserer undersøgelsen på energiøprojektet i Nordsøen, senere på omkostningseffektiv grøn omstilling i Danmark.

Hvad er en energiø?

I Danmark benytter vi havvind via enkeltstående havvindmølleparker til at levere strøm direkte til det danske elnet. En energiø fungerer som et grønt energikraftværk, som samler strøm fra omkringliggende havvindmølleparker og omfordeler den til elnettet på fastlandet. Energiøen kan placeres langt væk fra kysten og transportere strøm fra områder med store vindressourcer til områder, hvor der er stor efterspørgsel efter strøm - både i Danmark og i udlandet. I øjeblikket er vindkapaciteten i Danmark 1,7 GW. Energiøen i Nordsøen skal have en vindkapacitet på 3GW, og forventes færdig i 2033. På sigt skal øens vindkapacitet udvides til 10 GW og fordele strøm til flere nordeuropæiske lande.

3. Litteraturliste

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

Energistyrelsen (2021)a. *Forventede analyseaktiviteter vedrørende energiøernes økonomi*. [1. Forventede analyseaktiviteter \(windows.net\)](#)

Energistyrelsen (2021)b. *Langsigtet udbudskurve for havvind i Nordsøen*. [2. Langsigtet udbudskurve for havvind i Nordsøen \(windows.net\)](#)

Energistyrelsen (2021)c. *Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen*. [3. Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen \(windows.net\)](#)

Energistyrelsen (2021)d. *Cost-benefit-analyser af energiøerne*. [4. Analysemetode for cost-benefit-analyser \(windows.net\)](#)

Energistyrelsen (2017). *Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger*. [Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger – August 2017 \(fm.dk\)](#)

Energistyrelsen. *Modeller*. [Modeller | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

Energistyrelsen og COWI (2020). *Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til energiø/hub*. [2-0 FINSCREENING AF HAVAREALER TIL ETABLERING AF NYE HAVMØLLEPARKER MED FORBINDELSE TIL ENERGIØ/HUB \(ens.dk\)](#)

Finansministeriet (2020). *Klimaaf tale for energi og industri mv*. [Klimaaf tale for energi og industri mv. 2020 \(fm.dk\)](#)

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021)a. *Tillæg til klimaaf tale om energi og industri af 22. juni 2020 vedr. Ejerskab og konstruktion af energiøer mv*. [Aftaletekst - Energiøer - Ejerskab og konstruktion af energiøer mv.pdf \(kefm.dk\)](#)

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021)b. *Udbudsforberedende af tale om energiøen i Nordsøen*. [Faktaark energiø udbud.pdf \(kefm.dk\)](#)

Klimarådet (2021). *Høringssvar om analyseaktiviteter vedrørende energiøernes økonomi*. [https://klimaraadet.dk/da/system/files/force/downloads/hoeringssvar_en ergioeer_endelig.pdf?download=1](#)

27. OKTOBER 2021

Fremtidige elpriser og energiøprojektets rentabilitet

Samfundsaspekter
af den grønne omstilling

Af Frederik Læssøe Nielsen og Marc Skov Jacobsen



Sammenfatning

Den fremtidige elpris spiller en afgørende rolle for energiøprojektets rentabilitet. Dette notat skitserer den store usikkerhed, der er om den langsigtede elpris, og beregner energiøprojektets projektøkonomiske rentabilitet. På den baggrund har vi følgende anbefalinger:

1. Der bør laves analyser, der tager højde for den store usikkerhed om den langsigtede elpris, og hvordan den påvirker afkastkravet. Herunder bør det kvantificeres, hvor stor en regning, der kan tilfalde danskerne i et worst-case-scenarie for elprisen.
2. Det bør analyseres, hvordan ejerstrukturen påvirker afkastkravet for energiøprojektet. Herunder bør det afdækkes i hvilket omfang, energiøprojektet kræver statsstøtte for at være levedygtigt.

Anbefaling 1:

Tag højde for den store usikkerhed i den fremtidige elpris og kvantificér regningen til danskerne i et worst-case-scenarie

I dette notat gennemgår vi tre forskellige fremskrivninger af elprisen frem mod 2040.

Fremskrivningerne svinger i 2040 mellem lige over 20 øre/kWh til op mod 90 øre/kWh. Der er altså betydelig usikkerhed om den fremtidige elpris. Hvis staten påtager sig hele eller store dele af prisrisikoen i energiøprojektet, indebærer det en risiko for en betydelig regning til den danske stat og de danske skatteydere. Vi anbefaler derfor, at der tages højde for den store usikkerhed i elpriserne, og at den samlede regning ved et worst-case-scenario kvantificeres.

Anbefaling 2:

Analysér hvordan afkastkrav påvirkes af ejerstrukturen, og afdæk om det må forventes, at energiøprojektet kræver statsstøtte

Det private afkastkrav er højere end det samfundsøkonomiske afkastkrav. Hvis den danske stat inviterer private investorer med i energiøprojektet, vil det derfor alt andet lige betyde et højere samlet afkastkrav. Vores beregninger viser, at statsstøtte er en nødvendighed for at sikre energiøprojektets levedygtighed, hvis private investorer skal spille en væsentlig rolle. Vi anbefaler derfor, at der laves grundige analyser for, hvordan ejerstrukturen påvirker afkastkravene, for at afdække om energiøprojektet kan forventes at skulle have statsstøtte for at give overskud.

I dette notat belyser vi, hvor stor usikkerhed der er om den fremtidige elpris, og illustrerer, at der er betydelig usikkerhed omkring projektets rentabilitet. Først gennemgår vi de historiske elpriser samt tre forskellige elprisfremskrivninger frem mod 2040. Bagefter beregner vi energiøprojektets projektøkonomiske rentabilitet på baggrund af en af de tre elprisfremskrivninger og viser, at det er sandsynligt, at statsstøtte er en nødvendighed for at sikre projektets levedygtighed. Til slut fremlægger vi overvejelser om, om det er staten eller private aktører, der bør bære prisrisikoen i energiøprojektet.

1. Er der behov for energiøerne?

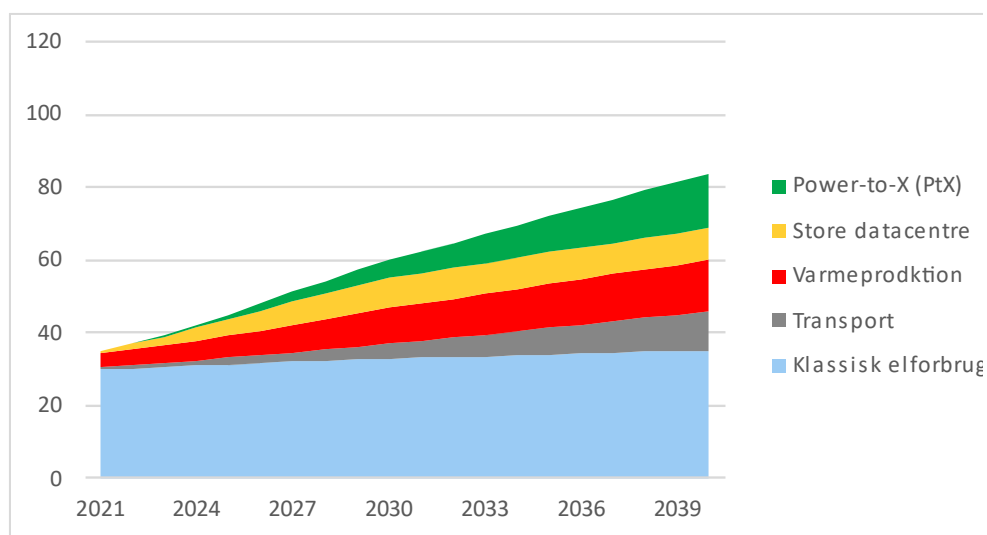
Energiøen - selvforsyning eller eksporteventyr?

Dette afsnit belyser i hvilket omfang energiøen i Nordsøen flugter med Danmarks fremtidige elforbrug, eller om energiøprojektet medfører overproduktion af el, som må beregnes til eksport til Danmarks nabolande.

Elforbrug fordobles frem mod 2040

Fra 2021 til 2040 forudser Energistyrelsen, at det danske elforbrug vil fordobles. Det sker som en konsekvens af væsentligt forøget forbrug til Power-to-X, datacentre, varmeproduktion og transport, jf. figur 1 fra Energistyrelsens *Analyseforudsætninger til Energinet 2021 (AF2021)*.

Figur 1 Elforbrugets komponenter, 2021-2040, TWh/år



Kilde: Baseret på data fra Energistyrelsen.

3 GW energiø er nødvendig for dansk selvforsyning

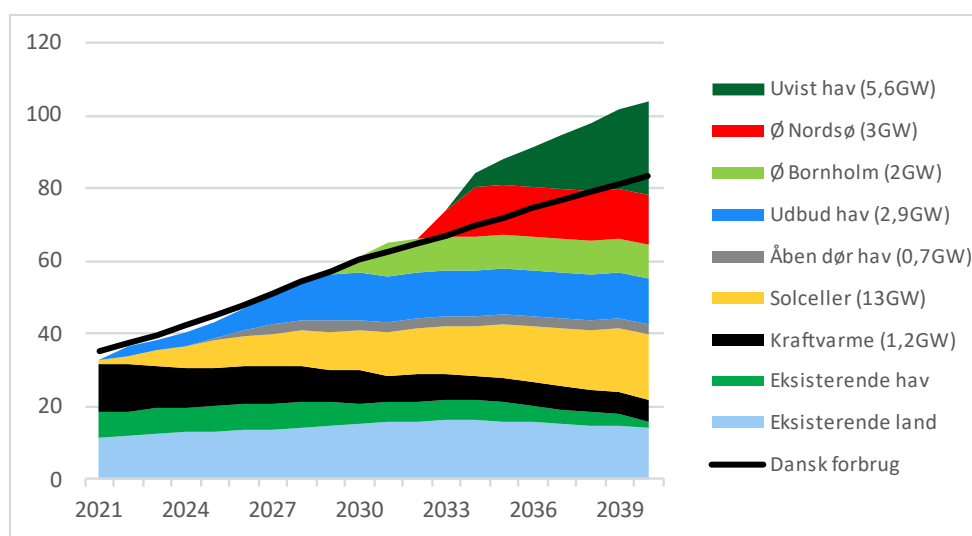
En energiø med en kapacitet på 3 GW er, hvis der tages højde for andre planlagte havvindudvidelser, tilstrækkelig til at sikre, at Danmark er selvforsynende med el frem mod 2040, jf. figur 2.¹

¹ "Åben dør" og "udbud" udgør den øvrige udvidelse af havvindkapacitet

**Yderligere
produktion vil
skulle eksporteres**

En udvidelse af elproduktionen, udover de 3 GW fra energiøen i Nordsøen, vil medføre et overskud af el ind i 40'erne, som derfor skal eksporteres, jf. Figur 2.² Derfor må enhver udvidelse af energiøen i Nordsøen til en kapacitet på over 3 GW vurderes i det lys, at produktionen er en eksportvare snarere end nødvendig infrastruktur, der sikrer, at Danmark er selvforsynende.

Figur 2 Elproduktionens komponenter, 2021-2040, TWh/år



Anm.: *Uvist hav* er Energistyrelsens kategorisering og kan bl.a. inkludere udvidelse af energiøen i Nordsøen.

Kilde: Baseret på data fra Energistyrelsen.

2. Store udsving i de historiske elpriser

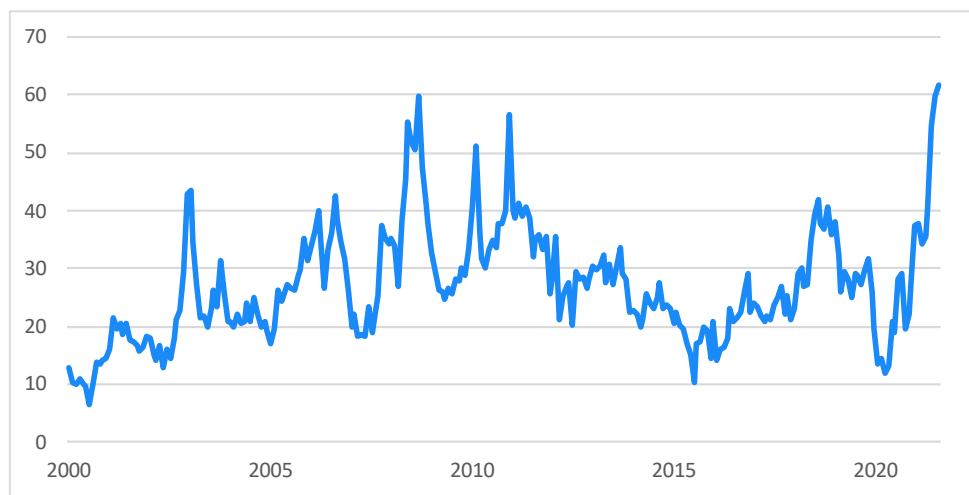
**Elprisen har svinget
meget pga. vejret og
priserne på energi**

De danske elpriser har siden 2000 med få undtagelser bevæget sig indenfor et spænd mellem 10 og 40 øre/kWh, jf. figur 3.³ I starten af denne periode skete Danmarks samhandel fortrinsvist med Tyskland, Norge og Sverige, og markedspriserne blev hovedsageligt fastsat på det nordiske marked. Udsvingene i elpriserne har historisk set først og fremmest været knyttet til naturgaspriserne samt meteorologiske forhold omkring vandkraft og på det seneste også vind. Kulpriser og CO2 kvotepriser har haft nogen indflydelse.

² Energistyrelsen indskriver kun delvist en udvidelse til 10 GW på energiøen i Nordsøen

³ Månedsgennemsnit

Figur 3 Månedsgennemsnit for elspotprisen i Danmark, øre/kWh faste 2020 priser



Kilde: Baseret på data fra Energidataservice.dk (energinet.dk) og Danmarks Statistik.

I efteråret 2021 har både kvotepriser og energipriser nået historisk høje niveauer. Denne kombination har medført at det månedlige gennemsnit for elpriserne nu er ca. 20 pct. højere end maksimalt observeret over de seneste 20 år, og over det dobbelte af gennemsnittet.

3. Stor usikkerhed om den fremtidige elpris

3.1 Store forskelle i elprisfremskrivninger på tværs af institutioner

De fremtidige elpriser er afgørende for indtægterne i energiøprojektet og derfor også for projektets rentabilitet. Derfor er det afgørende, at fremskrivninger af elprisen sker på så godt et grundlag som muligt. Dette afsnit skitserer, hvor stor usikkerheden om den langsigtede elpris er, og tager udgangspunkt i tre fremskrivninger – én fra Energinet⁴, én fra Dansk Energi⁵ og én af Fraunholz et. al (2021). Dette notat sammenligner fremskrivningen fra Dansk Energis "Grønt scenarie", herefter Dansk Energi, med fremskrivningen fra Energinets scenarie "Perspektiv"⁶, herefter Energinet. Begge disse scenarier bygger på en forudsætning om en forholdsvis ambitiøs europæisk klimahandling. Fraunholz et. al (2021) fremskriver elprisen i en række europæiske lande herunder Danmark.

Elpriser er vigtige –
det er frem-
skrivningen også

Stor usikkerhed om
fremtidens elpriser
– op eller ned?

De fremskrevne elpriser varierer meget mellem de tre analyser. Dansk Energi og Energinet forudser, at elprisen stiger frem til 2030, hvorefter den falder frem mod 2040. Fraunholz et. al (2021) forudser omvendt, at elprisen stiger støt indtil 2040, og at den flader ud frem mod 2050.

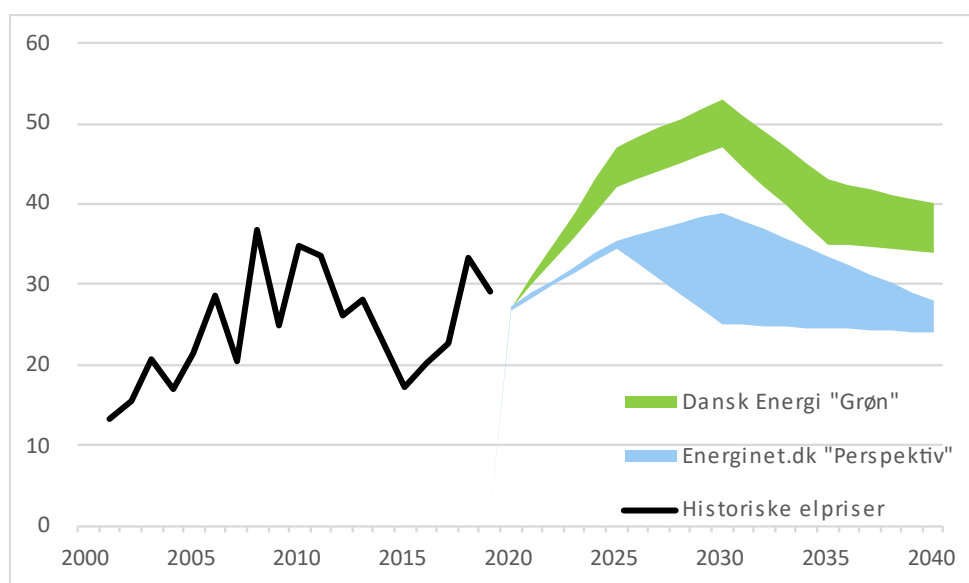
⁴ Energinet.dk: "Elpriser, April 2021", ([link](#)), "Perspektiv" scenariet"

⁵ Dansk Energi: "Elpris Outlook 2021", ([link](#)), "Grønt scenarie"

⁶ Energinet opstiller to perspektiverende scenarier, hhv. "Global Ambition" og "Distributed Energy". I dette notat anvender vi "Distributed Energy" og refererer til dette som "Perspektiv".

Fraunholz et. al (2021) fremskriver konsekvent de højeste priser, mens Dansk Energi fremskriver højere elpriser end Energinet. Ifølge Dansk Energi, vil elprisen nå et historisk højt niveau i 2030 på 50 øre/kWh og derefter falde til mellem 20 og 30 øre/kWh i 2040. Energinet forudser, at elprisen er knap 40 øre/kWh i 2030 og falder til mellem 20 og 30 øre/kWh i 2040. Figur 4 illustrerer elprisfremskrivninger fra Dansk Energi og Energinet.

Figur 4 Historiske og fremskrevne elpriser, 2000-2040, øre/kWh faste 2021-priser, Dansk Energis "Grøn" og Energinets "Perspektiv"



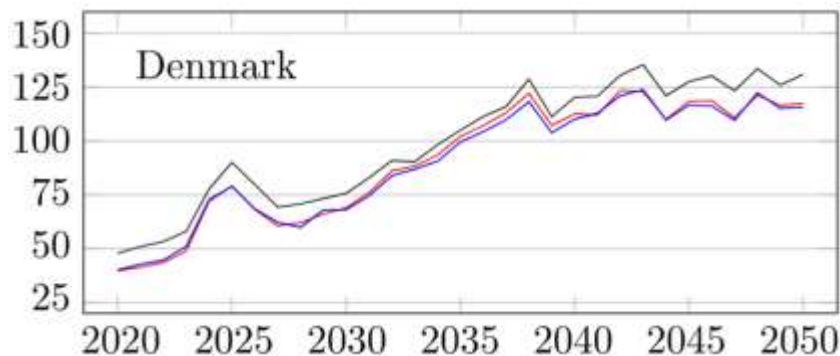
Anm.: Årsgennemsnit.

Kilde: Baseret på data fra Dansk Energi, Energinet og Energistyrelsen.

**Et studie viser
meget høj elpris i
2040**

Fraunholz et. al (2021) forudser, at elprisen i 2040 er 110-120 euro/MWh svarende til 82 til 89 øre/kWh, jf. figur 5. Fraunholz et. al (2021) fremskriver således, at elprisen bliver tre til fire gange højere end Dansk Energi og Energinet. Dette illustrerer, hvor stor usikkerhed der er om den fremtidige elpris frem mod 2040, og dermed de første 7 til 8 år af energiø Nord Søens levetid.

Figur 5 Fremskrevne elpriser, 2020-2050, euro/MWh



Kilde: Fraunholz et. al (2021).

Forskel i kvotepris kan forklare forskel i fremskrivning

Dansk Energi og Energinet forudsætter begge en relativt ambitiøs klimahandling i Europa, men med forskellige CO₂-kvotepriser, hvilket kan være årsagen til relativt store forskel i de fremskrevne elpriser. Energinet antager en kvotepris på mellem 35 og 53 euro/ton, mens Dansk Energi forudsætter en CO₂-kvotepris, der stiger til 100 euro/ton frem mod 2040. Desuden operer de to scenarier med visse forskelle i vurderingerne af udviklingen i de langsigtede omkostninger til vedvarende energi, hvilket også kan have betydning for de fremskrevne elpriser. Fraunholz et. al (2021) antager, at kvoteprisen stiger til 150 euro/ton frem mod 2050, 7 samt at 20 pct. af efterspørgslen på el dækkes af fossile brændsler i 2050, hvilket kan forklare, hvorfor de fremskriver væsentligt højere elpriser end Dansk Energi og Energinet. Dansk Energi, Energinet og Fraunholz et. al (2021) anvender desuden tre forskellige simuleringer til at fremskrive elpriserne, hvilket også kan medvirke til at forklare de relativt store forskelle i de fremskrevne elpriser.

Energinet 2019: Pris stiger. Energinet 2020: Pris falder

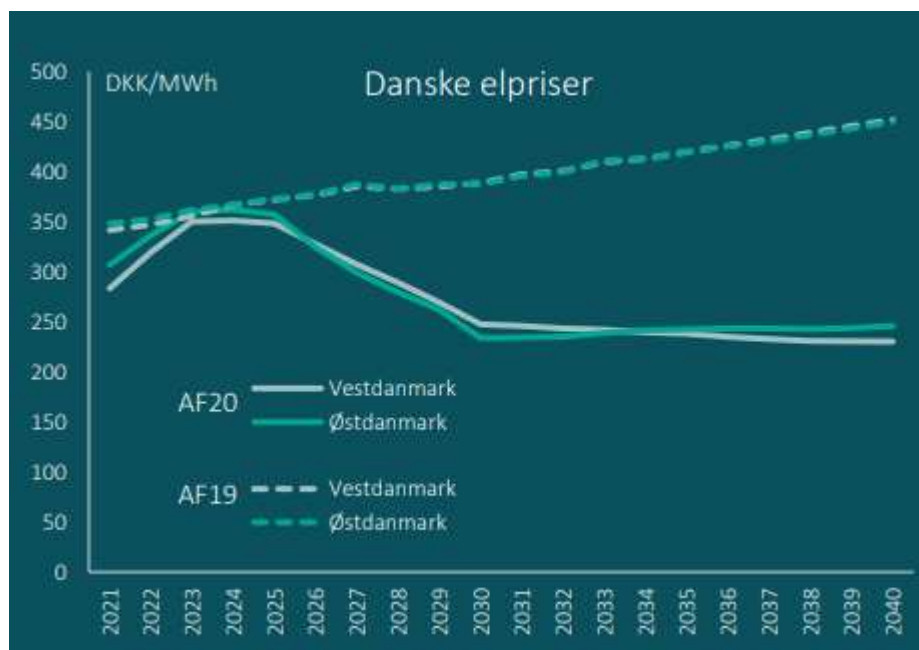
3.2 Store forskelle i Energinets elprisfremskrivninger fra år til år

Den store variation i elprisfremskrivninger er ikke kun et resultat af, at fremskrivningerne er foretaget af forskellige institutioner med forskellige modeller. Energinets hovedfremskrivning baseret på *Analyseforudsætninger til Energinet 2020* (AF2020) afviger fx betydeligt fra Energinets hovedfremskrivning baseret på *Analyseforudsætninger til Energinet 2019* (AF2019), jf. figur 6.⁸ Baseret på AF2019, forudser Energinets model støt stigende priser frem mod 2040, hvor modellen forudser en pris på op mod 450 DKK/MWh, svarende til 45 øre/kWh. Modsat forudser modellen faldende priser frem mod 2040, hvis AF2020 lægges til grund. Baseret på AF2020 forudser modellen en pris på 200-250 DKK/MWh, svarende til 20-25 øre/kWh, eller omkring halvdelen af hvad modellen forudser på baggrund af AF2019.

⁷ Dette scenarie synes ikke foreneligt med EU-målsætningen om klimaneutralitet i 2050.

⁸ Læg mærke til, at dette er Energinets hovedfremskrivninger i 2019 og 2020 og altså ikke baseret på "Perspektiv".

Figur 6 Danske elpriser, 2021-2040, DKK/MWh



Kilde: Energinet (2021), side 3.

Ændringer i tidsplanen har store priskonsekvenser

3.3 Ændringer i tidsplanen for energiøen har store konsekvenser for el- og afregningsprisen

Uventede ændringer i tidsplanerne for energiøens enkeltdele kan i en overgangsperiode have konsekvenser for el- og afregningspriser i størrelsesordenen 5-10 øre/kWh eller mere.⁹ Det viser følsomhedsscenarioer i Dansk Energis "Elpris Outlook 2021", der beregner påvirkningen på el- og afregningsprisen i 2030 ved uventede ændringer¹⁰ i tidsplanerne for etablering af begge energiøer og for de nye udlandsforbindelser, som går til Danmarks sydlige naboer. Konsekvenserne for afregningspriserne i 2030 af ændringer i udbud, efterspørgsel eller udlandsforbindelser er forklaret i boks 1.

⁹ De gennemsnitlige elpriser udgør et simpelt gennemsnit over markedsprisen for el i alle årets timer. De teknologispecifikke afregningspriser er et vægtet gennemsnit over markedsprisen, hvor vægtene er fordelingen af teknologiens produktion over årets timer. Afregningsprisen er typisk lavere end (gennemsnits-) elprisen for teknologier som solceller og vindmøller, mens kraftværker typisk har højere afregningspris.

¹⁰ I Elpris Outlook 2021 er det i det grønne hovedscenarie forudsat, at elmarkederne korrekt forudsiger den planlagte idriftsættelse af to danske energiøer på i alt 5 GW i 2035. Følsomhedsanalyserne viser konsekvenserne for el- og afregningspriser i 2030 af uventede ændringer i tidsplanerne for elektrificering, øer og udlandsforbindelser, sådan at elmarkederne ikke når at justere i opstillingen af fx ny VE og transmission.

Boks 1 Konsekvenser af ændring i tidsplanen for afregningsprisen på el i 2030

- **Øer før udland** (\div 13 øre/kWh): Fremrykkes kun energiojen vil den øgede produktion herfra skulle eksporteres nordpå til lave priser, da forbindelserne sydpå allerede er næsten fuldt udnyttede.
- **Forsinket efterspørgsel** (\div 7-9 øre/kWh): En forsinkelse af stigningen i efterspørgsel fra elektrificering ændrer Danmark fra nettoimportør til nettoeksportør. Siden de sydgående udlandsforbindelser er tæt på fyldte, vil eksporten ske nordpå til dårligere priser.
- **Fremryk både øer og forbindelser** (\div 4-5 øre/kWh): Fremrykkes både udlandsforbindelser og energi-øer er faldet i elprisen pga. modsatrettede effekter omkring det halve af hvis kun energi-øerne fremrykkes
- **Udlandsforbindelser før øer** (+ 3-4 øre/kWh): Fremrykkes udbygningen af udlandsforbindelserne sydpå til før energi-øen etableres stiger elpriserne yderligere, da Danmark forbindes endnu tættere til højpris-områderne.

Worst-case-scenario skal afdækkes

Grundet de store usikkerheder i elprisfremskrivningerne og konsekvenserne af ændringer i tidsplanen, er det vigtigt, at det skitseres hvad risikoen ved energiojprojektet er, herunder hvad worst-case-scenariet vil koste staten og de danske skatteborgere. Når den danske stat potentielt skal påtage sig noget af prisisikoen, og når elprisfremskrivningerne er så forskellige, er det derfor nødvendigt, at der tages højde for denne usikkerhed, og at der regnes potentielt tab, eller gevinst, hvis priserne ikke udvikler sig som forventet. Disse informationer er nødvendige for at kunne træffe en beslutning om energiojprojektet på et oplyst grundlag.

Der skal tages højde for afkastkrav

4. Rentabilitet af energiojen

Dette afsnit belyser energiojens¹¹ rentabilitet baseret på de afregningspriser, der fremskrives af Dansk Energis "grønne" scenarie. Fordi energiojprojektet kræver, at der afsættes omkostningsfulde ressourcer i nutiden for at realisere værdifuld elproduktion i fremtiden, skal der tages højde for de involverede aktørers afkastkrav for at vurdere energiojens projektøkonomi.

Forskellige aktører har forskellige afkastkrav

For statens afkastkrav lægger vi os op ad Finansministeriet (2021), der opererer med et krav om et realafkast på 3,5 pct. for de første 35 år af en investerings levetid og 2,5 pct. for de næste 35 år. Privatinvestorerens afkastkrav afhænger af en række faktorer, herunder bl.a. projektets risiko samt det afkast alternative investeringsprojekter stiller i udsigt. I denne

¹¹ Inkl. parker, transmissionsudstyr, infrastruktur mv.

analyse beregner vi projektets rentabilitet for 6 pct. og 8 pct. realrente som afkastkrav.

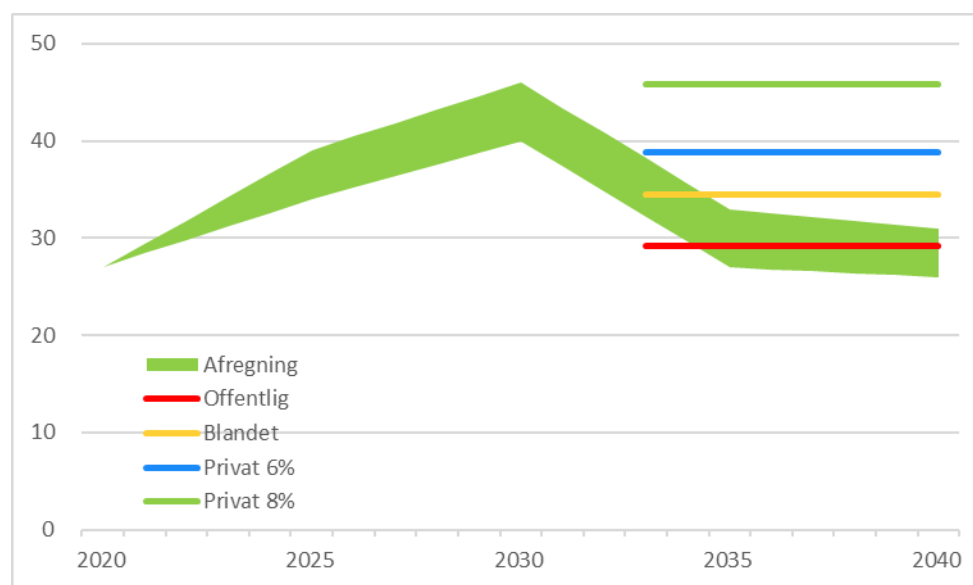
**Mange aktiver med
 blandede afkastkrav**

Energiøprojektet består af en række forskellige aktiver, hvor fx udlandsforbindelser traditionelt varetages af offentligt ejede selskaber, der opererer med samfundsøkonomisk realafkastkrav på 3,5 pct., mens særligt vindmølleparker varetages af private aktører, der i vores beregninger opererer med et realafkastkrav på 6 eller 8 pct. De private aktører findes sædvanligvis gennem offentlige udbud. For at illustrere forskellene på offentligt og privat ejerskab af energiøen, beregner vi energiøens omkostninger ved både det samfundsøkonomiske afkastkrav på 3,5 pct. såvel som de privatøkonomiske afkastkrav på 6 pct. og 8 pct. Der er også lavet en blandet beregning, hvor øen og forbindelser til Danmark og udlandet er med samfundsøkonomisk afkastkrav, mens havvindmølleparkerne har privatøkonomisk afkastkrav.

**Omregning til
 øre/kWh for at finde
 rentabilitet**

De årlige omkostninger er beregnet som årlige afdrag på et annuitetslån med det pågældende afkastkrav og relevante tekniske levetid plus årlige omkostninger til drift og vedligehold. Disse omkostninger deles herefter med den årlige energiproduktion, hvorved der opnås en enhedsenergiomkostning i øre/kWh. Hvis de beregnede afregningspriser for havvind overstiger enhedsomkostningerne, er energiøprojektet projektøkonomisk rentabelt til det givne afkastkrav. Figur 7 præsenterer Dansk Energis fremskrevne afregningspriser samt energiøens enhedsomkostninger ved forskellige afkastkrav.

Figur 7 Energiøens afregningspriser og enhedsomkostninger, øre/kWh



Anm.: Beregninger udleveres ved henvendelse.

Kilde: Dansk Energi (afregningspriser) og egne beregninger på COWI-estimat.

**Statsstøtte
nødvendig for at
tiltrække private**

Hvis der er et ønske om at have private investorer med i projektet, må der beregnes en vis statsstøtte for at sikre energiøprojektets levedygtighed, når afregningspriserne fra Dansk Energis fremskrivning lægges til grund. Figur 7 viser, at energiøen med et samfundsøkonomisk afkastkrav har en enhedsenergiomkostning som i 2030 og 2035 ligger under de forventede afregningspriser for havvind, mens den i 2040 kun ligger lige under det højeste skøn for afregningsprisen. Både med det blandede og det privatøkonomiske afkastkrav er afregningspriserne for lave til, at energiøen er rentabel.

**Afkastkravet skal
analyseres bedre**

Ejerskabsstrukturen påvirker afkastkravet, som er et afgørende parameter for, om energiøprojektet er rentabelt. Derfor er det vigtigt, at der laves analyser for, hvilken effekt ejerskabsstrukturen har på afkastkravet. Disse analyser er essentielle for at finde den rigtige ejerskabsstruktur og risikofordeling samt for at finde ud af, om energiøprojektet vil være privat- og samfundsøkonomisk rentabelt. Rentabiliteten er stærkt påvirket af udviklinger i udlandet, fx om forsinkelser i udbygning VE (positivt for rentabiliteten), transmission (kan gå begge veje) eller forsinkelser i elektrificeringen (negativt for rentabiliteten).

5. Allokering af prisrisici

**Prisrisici kan kun i
ringe grad påvirkes
af private**

Som illustreret i de foregående afsnit er der stor usikkerhed om den langsigtede elpris og således også afregningsprisen på el, der til gengæld spiller en afgørende rolle for rentabiliteten i det samlede energiøprojekt. Afregningspriserne påvirkes af en række faktorer, som potentielle private investorer ikke har nogen væsentlig mulighed for at påvirke. Det gælder fx elektrificering af Danmark og nabolande, etablering af udlandsforbindelser og udviklingen i omkostningerne til VE.

**Billigere ø og flere
bydere hvis staten
tager prisrisiko**

Givet at det er den danske stat, som har et behov for grøn el, kan der argumenteres for, at staten bør påtage sig hele prisrisikoen, da de private ikke har reel indflydelse på afregningsprisen. Der er hovedsageligt to fordele ved at staten tager prisrisici. For det første kan det bidrage til at sænke de private aktørers afkastkrav, så de private aktørers budpriser bringes tættere på den samfundsøkonomiske omkostning ved energiøen. For det andet kan det være en måde at tiltrække flere bydere på, så forsinkelse eller formindskelse af elproduktionskapaciteten undgås. For havvindparkerne Thor og Hesselø har den danske stat valgt at påtage sig hele prisrisikoen.

Formål med undersøgelsen

Undersøgelsen omhandler den grønne omstilling i Danmark, og har som formål at skabe et bedre beslutningsgrundlag for de politiske beslutninger herom. Vi vil bidrage med nye vinkler på den grønne omstilling i Danmark, som fortjener bred kommunikation i den offentlige debat. Undersøgelsen ser på de samfundsøkonomiske aspekter og de teknologiske muligheder, samt problemstillingerne omkring den grønne omstilling, herunder projekt- og samfundsøkonomisk rentabilitet. Begyndelsesvis fokuserer undersøgelsen på energiøprojektet i Nordsøen, senere på omkostningseffektiv grøn omstilling i Danmark.

Hvad er en energiø?

I Danmark benytter vi havvind via enkeltstående havvindmølleparker til at levere strøm direkte til det danske elnet. En energiø fungerer som et grønt energikraftværk, som samler strøm fra omkringliggende havvindmølleparker og omfordeler den til elnettet på fastlandet. Energiøen kan placeres langt væk fra kysten og transportere strøm fra områder med store vindressourcer til områder, hvor der er stor efterspørgsel efter strøm – både i Danmark og i udlandet. I øjeblikket er vindkapaciteten i Danmark 1,7 GW. Energiøen i Nordsøen skal have en vindkapacitet på 3GW, og forventes færdig i 2033. På sigt skal øens vindkapacitet udvides til 10 GW og fordele strøm til flere nordeuropæiske lande.

6. Litteraturliste

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

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

Energinet (2021). *Elpriser*. <https://energinet.dk/-/media/B36898625D7C4C9E9B36F2C19CF1C0B3.pdf>

Energistyrelsen (2019). *Analyseforudsætninger til Energinet 2019*. <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

Energistyrelsen (2020). *Analyseforudsætninger til Energinet 2020*. <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

Energistyrelsen (2021). *Analyseforudsætninger til Energinet 2021*. <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>

Finansministeriet (2021). *Dokumentationsnotat – den samfundsøkonomiske diskonteringsrente*. [Dokumentationsnotat for den samfundsøkonomiske diskonteringsrente \(fm.dk\)](#)

Fraunholz, C., Kraft, E., Keles, D. og Fichtner, W. (2021). "Advanced price forecasting in agent-based electricity market simulation." *Applied Energy* (290)

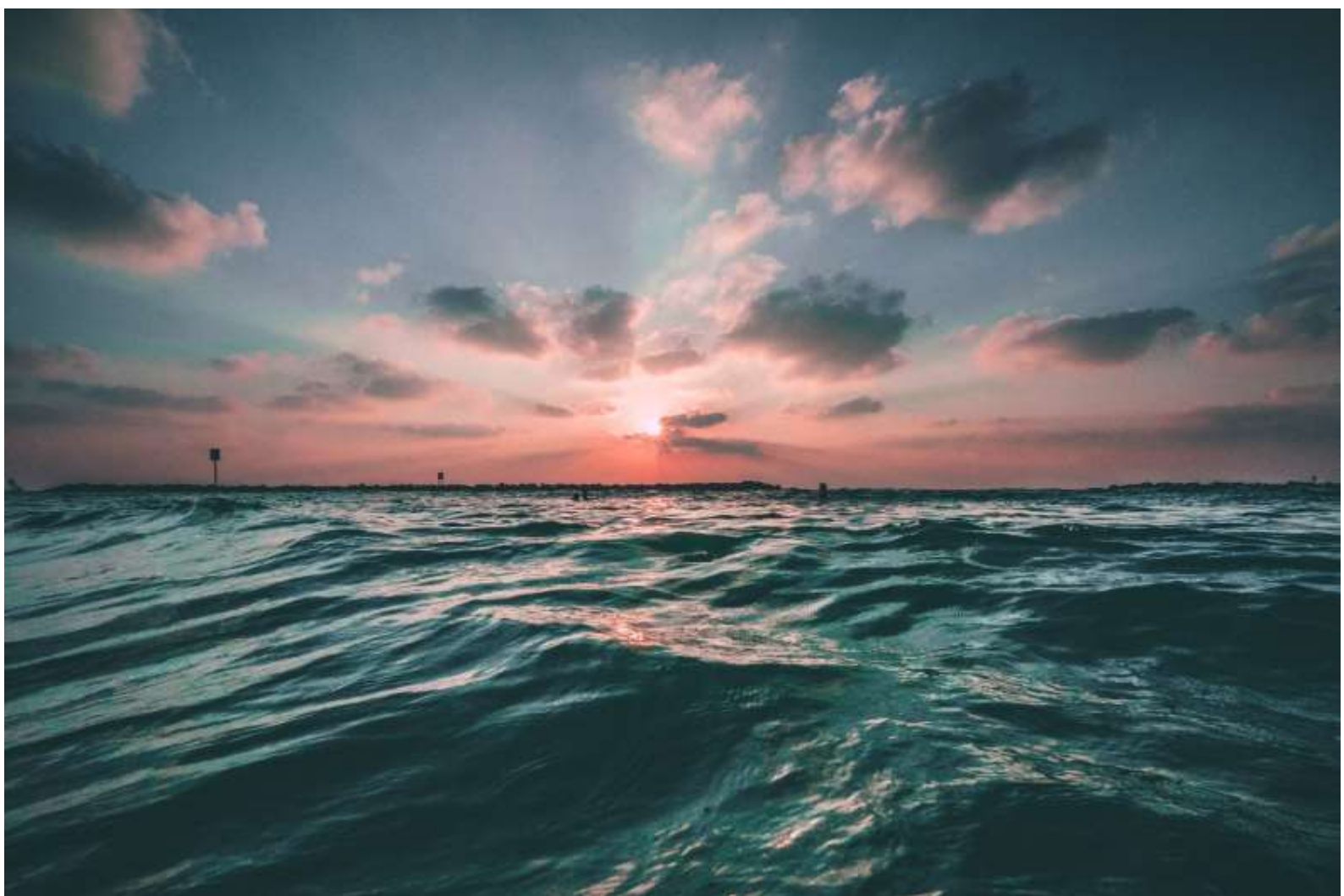
Kraka Advisory (2021). *Energi-øernes samspil med elpriserne*. Baggrundsnotat.

27. OKTOBER 2021

Energiøens økonomiske risici

Samfundsaspekter
af den grønne omstilling

Af Pernille Birch og Marc Skov Jacobsen



Sammenfatning

Energiøprojektet består groft skitseret af havvindmølleparker, transmissionsnet og en fysisk ø, der skal samle strøm fra vindmøllerne og sende det ud i transmissionsnettet. De aktiver er meget forskellige, og der kommer derfor til at være forskellige risici ved hver enkelt del. Derfor er det også vigtigt, at spillet mellem de enkelte aktiver og deres forventede risiko er gennemanalyseret. Ellers kan energiøprojektet blive u hensigtsmæssigt dyrt for skatteyderne. På den baggrund har vi følgende analyseanbefalinger:

Anbefaling 1:

Planlægning af projekt med analyser af sikkerheden

Der er økonomiske risici forbundet med forsinkelser af både energiø, transmissionsnet og havvindmølleparker. Hvis forsinkelsen medfører, at den private aktør i en periode ikke kan tjene penge grundet manglende færdiggørelse af andre delelementer i projektet, vil denne tabte fortjeneste formentlig skulle kompenseres af staten. Forsinkelser kan derfor ende med at blive dyrt for staten og skatteborgerne. Derfor er det vigtigt, at analyserne og planlægningen af energiøprojektet er gennemarbejdet og tager højde for omkostningerne ved potentielle forsinkelser af hver af projektets dele.

Anbefaling 2:

Analyse af energiøens samlede risikoprofil

Den fysiske ø, der skal samle og fordele strøm til ind- og udlandsforbindelser, er et nyt koncept. Øen gør værdikæden for den producerede el mere kompleks end ved en almindelig havvindmøllepark. Ved almindelige havvindmølleparker kan staten påtage sig noget af risikoen for at mindske de private afkastkrav. Med energiøprojektet er der dog to private aktører, der skal tjene penge, og som afhænger af hinanden. Derfor skal der laves en analyse af hele projektets risikoprofil, der også individuelt ser på risikoen for de enkelte aktører i projektet.

Anbefaling 3

Stort politisk fokus på udbygningen af udlandsforbindelser

Fra det tidspunkt to lande indgår en aftale om udlandsforbindelse, tager den ca. 10 år at etablere. Derfor er det ikke urealistisk, at der kan etableres udlandsforbindelser inden 2033, når energiøen skal stå færdig. Omvendt kan det hurtigt blive omkostningstungt, hvis forbindelserne til det europæiske net ikke er klar. Der bør dog være stort politisk fokus på, at tidsplanen for dette ikke skrider, idet en udenlandsk forbindelse er central for økonomien i hele projektet.

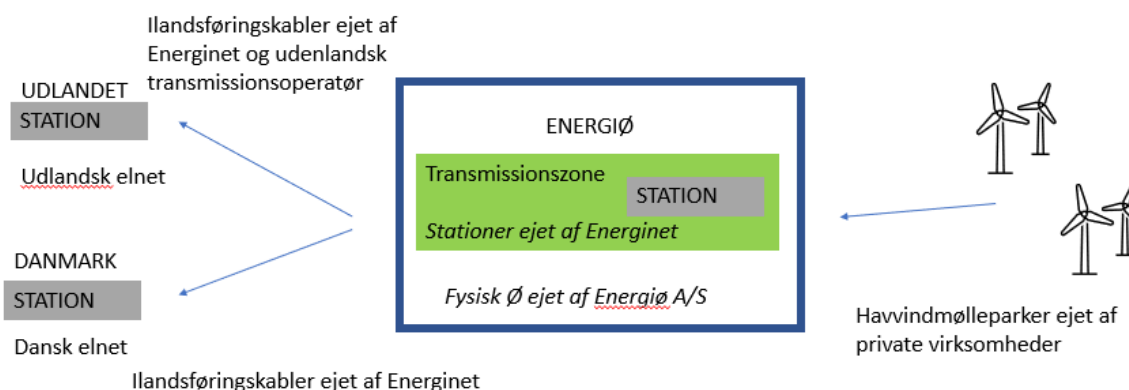
I dette notat giver vi en gennemgang af energiøen i Nordsøens aktiver og de risici, der er tilknyttet energiøprojektet. Først fremlægger vi på øens aktiver, finansiering og den tilknyttede risiko. Bagefter gennemgår vi potentielle risici forbundet med projektets tidsplan. Til slut fremlægger vi mulige problemer forbundet med projektets risikoprofil.

1. Øens aktiver, finansiering og risiko

Forskellige aktører skal involveres i energiøen

Det samlede energiøprojekt kommer til have en række forskellige aktører med forskellige interesser. Det er et stort og komplekst projekt, hvor havvindmølleparker skal kombineres med en kunstig ø og et transmissionsnet til både ind- og udland. Konstruktionen er illustreret i Figur 1.

Figur 1 Illustration af energiøprojektets aktiver og ejerskab



Kilde: Egen illustration baseret Energistyrelsen (2021)a, COWI (2021)

Energiøen skal ses i tre forskellige dele

Energiøen kan opdeles i tre aktiver, der hver kommer til at have forskellige ejerstrukturer. For det første er der havvindmølleparkerne, der sandsynligvis skal drives privat. For det andet er der transmissionsnettet, der skal drives af den statslige virksomhed Energinet. For det tredje bliver der oprettet et selskab, som ejer selve energiøen, hvor staten vil være majoritetsejer.

Stor forskel i omkostninger

De forskellige aktiver udgør meget forskellige andele af projektets samlede omkostninger. Det er skitseret i tabel 1, der viser hvor stor en del af de samlede anlægsomkostninger, som de forskellige aktivdele har. Her ses det, at de største omkostninger ligger til havvindmølleparkerne, mens blot 10 pct. af anlægsomkostningerne ved en produktion med 3 GW går til selve øen.

Tabel 1 Skitsering af energiøens ejerforhold

Aktiv	Ejer(e)	pct. af anlægsomkostninger, 3 GW/10 GW
Energiø	Aktieselskabet, sandsynligvis Energiø A/S. Flere forskellige aktører, dog er staten majoritetsejer (minimum 50,1 pct.)	10/5
Transmissionsudstyr fra ø til fastland	Energinet.dk i samejerskab med den relevante udenlandske transmissionssystemsoperatør	30/35
Havvindmølleparkerne inkl. Søkabler i område	Budvindere af havvindmøllepark-udbuddet	60/60

Kilde: Energistyrelsen (2021)a, COWI (2021)

Den fysiske ø skal tjene penge på udlejning

1.1 Den fysiske energiø

Den fysiske ø skal finansieres ved at udleje arealerne med transmissionsudstyr til Energinet og de udenlandske medejere af transmissionsnettet. Derudover er der en potentiel indtjeningsmulighed ved de innovationszoner, der også er på tegnebrættet. Her kan ejere fx selv producere Power-to-X eller udleje arealerne til forskellige aktiviteter.

Uklart om øen skal bygges i etaper

I de nuværende planer lægger Energistyrelsen op til, at havvindmølleparker omkring selve energiøen i første omgang bygges med en kapacitet på 3 GW og først senere udbygges til 10 GW. Det er ikke afgjort, om øen skal bygges i en omgang eller i etaper, men øen påtænkes at have tre elementer: 1) En "transmissionszone" (forventet 10 ha.), som har plads til transmissionsudstyr mv. til havvind på 3GW. 2) En "fleksibilitetszone" (forventet 32 ha.), som har plads til at betjene yderligere 7 GW havvind. 3) En "innovationszone" (forventet 6 ha.), som rummer havn og servicefaciliteter og plads til fx produktion af Power-to-X, lagring mv.

Risiko for "vacancy costs"

Der er dog nogle ubekendte ved finansieringen af både innovationsdelen af øen og arealet til de ekstra 7 GW. Der vil sandsynligvis gå et stykke tid fra, at områderne opføres, til der kommer aktiviteter, der generer en indtægt. Hvis arealerne ikke skaber indkomst, kan de ikke bidrage til at betale renter og omkostninger på investeringen. Det kaldes *vacancy costs*. Samtidig er der også en risiko for, at byggeomkostningerne stiger.

Trade-off mellem risiko og omkostninger

Det er billigere at udbygge hele energiøens areal til 10 GW på én gang målt i kr. pr. kvadratmeter. Til gengæld er det mindre risikabelt at udbygge i etaper, således at arealet først udvides i takt med, at der er en vis sikkerhed for, at arealet faktisk skal anvendes. Udbygges øen i etaper, er

risikoen for vacancy costs mindre, end hvis hele øen står færdig på en gang. Der er altså en økonomisk afvejning mellem anlægsomkostningerne og risiko. Er risikoen for vacancy costs høj, bliver afkastkravet til øen højere. Derfor bliver det mindre attraktivt at udbygge hele øen på én gang. Er risikoen for vacancy costs lav, er det modsatte tilfældet.

Staten kan påtage sig en del af risikoen

For at imødekomme risikoen for vacancy costs vil staten sandsynligvis tage en del af de private investorers risiko og mulige gevinster. Hvis risikoen på øen kan sænkes, vil det sænke afkastkravet for byderne og dermed sænke de samlede omkostninger for projektet. Der findes forskellige kontrakttyper, der kan opfylde den ønskede risikodeling. Det kan fx være ved at give et statsligt tillæg til afregningsprisen, når den er lavere end en aftalt pris, mens staten omvendt får betaling fra producenterne, når elpriserne er høje (såkaldt "Contract for Difference"). Selve risikoen ændres dog ikke umiddelbart af at staten overtager den.

Energinet og partnere fra udland bygger elnet

1.2 Transmissionsudstyret

Energinet skal stå for finansieringen af transmissionsudstyret til ilandsføring fra øen. Udlandsforbindelserne skal også delvist finansieres af de udenlandske transmissionsoperatører. Det gælder både stationer, koblingsfelter og kabler. Det finansieres gennem Energinets eltarif.¹ Udenlandske transmissionsforbindelser finansieres normalvis gennem flaskehalsindtægter, der opstår, når to budzoner har forskellige elpriser. Her vil ejerne af forbindelsen modtage betaling, der er lig forskellen mellem elpriserne i de to zoner.²

Lille risiko forbundet med transmissionsnet

Risikoen ved udbygning af transmissionsudstyret er begrænset. Opføres energiøen, bliver de 3 GW havvind med stor sandsynlighed også opført. Samtidig har Energinet opført mange lignende forbindelser, og det er derfor en ret velkendt investering. Derfor er der indtægtsgrundlag for den første del af transmissionsnettet. Der er mere usikkerhed omkring opførslen af de resterende 7 GW, men forsinkelser eller nedskaleringer kan til gengæld forudses i god tid. På den måde kan etableringen af transmissionsudstyret reguleres efter den planlagte mængde el.

Vindmøllerne drives af private

1.3 Havvindmølleparkerne

Havvindmølleparkerne skal have private ejere. Havvindmølleparker finansieres normalt gennem låntagning og kapital fra private investorer. Begge skal tilbagebetales med indtægterne fra salg af el i løbet af parkens levetid. Derudover skal indtægterne fra salg af el både dække vindmøllernes konstruktions- og driftsomkostninger.

Elprisens udvikling er den største risiko for vindmøllerne

Den samlede udsving i elpriserne udgør en væsentlig risiko ved opførsel af en havvindmøllepark. Det kan både påvirkes af vindforhold og den

¹ Energinet (2020)

² Energinet (2019)

generelle udvikling i elpriser. De langsigtede elpriser bliver fx påvirket af både dansk og international klimapolitik, udbygning af transmissionsnettet i Europa herunder særligt forbindelser internt i Tyskland mellem nord og syd samt den fremadrettede udbygning af vedvarende energikilder i Nordeuropa.

2. Usikkerheder forbundet med det samlede projekts tidsplan

Forsinket tidsplan påvirker økonomi og risiko

Der er nogle risici forbundet med den overordnede tidsplan for projektet. Den fysiske energiø kan opføres uafhængigt af de andre projekter. Men transmissionsudstyret kan ikke bygges færdigt, før øen er færdig. Havvindmølleparkerne kan sagtens opføres uden de andre to, men de kan ikke sættes i drift før transmissionsnet og energiøen er på plads. Derfor kan en forsinkelse af øen påvirke de to andre dele af projektet og øge de økonomiske risici for investorerne.

Forsinkelser kan gøre energiøprojekt dyrere

Der kan være betydelige økonomiske konsekvenser, hvis energiøen og transmissionsnettet ikke opføres og igangsættes efter tidsplanen. Hvis vindmøllerne ikke bliver tilsluttet transmissionsnettet i tide, vil staten sandsynligvis skulle kompensere de private investorer i havvindmølleparkerne økonomisk for manglende indtægter. Ifølge COWI (2021) vil de første 3 GW koste omkring 30 mia. kroner, som skal tjenes ind med forrentning i løbet af parkens levetid. Manglende private indtægter fra forsinkelse kan derfor ende med at løbe op i et anseeligt beløb, som skal dækkes af staten.

Det er nødvendigt med analyser at økonomisk risiko

Det er på nuværende tidspunkt ikke klarlagt, hvor stor en økonomisk risiko, der er ved potentielle forsinkelser af den fysiske ø eller udbygning af havvindmølleparkerne. På den baggrund anbefaler vi, at planlægningen omkring opførslen af alle tre aktiver bliver enormt grundig, så risikoen for forsinkelser af de enkelte dele minimeres. Samtidig anbefaler vi, at der foretages analyser af den potentielle risiko og omkostninger ved mulige forsinkelser i projektet.

Transmission til udlandet afgørende

I kortlægning og styring af den samlede risiko for projektet bør der være særligt fokus på transmissionsforbindelser til udlandet, da sådanne forbindelser er afgørende for projektets rentabilitet. Der er inden for det seneste år indgået samarbejdsaftaler med Holland, Tyskland og Belgien. De historiske erfaringer er, at fra sådanne aftaler indgås til forbindelserne er etableret går der typisk 10-11 år, mens den nyligt åbnede Nordlink-forbindelse mellem Norge og Tyskland tog 13 år. Hvis energiøen i Nordsøen skal tages i brug i 2033, betyder det, at de udenlandske forbindelser skal etableres inden for de normale tidsrammer og ikke må blive væsentligt forsinket.

3. Usikkerheder ved energiøprojektets risikoprofil

Elpriserne påvirker risikoen for samlet projekt

Alle tre aktiver skal direkte eller indirekte finansieres af salg af el. Derfor er aktivernes risici også alle afhængige af, hvordan elpriserne udvikler sig. Det påvirker det økonomiske incitament til at investere i øen, både for det offentlige, men i særlig grad det private, der sandsynligvis vil have højere krav til afkast.

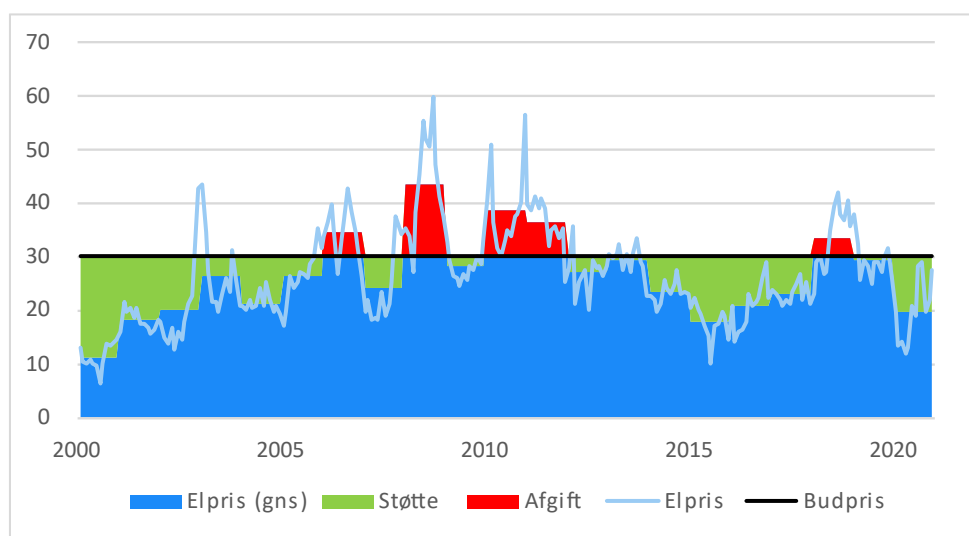
Der er ubekendte i energiøens samlede risikoprofil

Der opstår usikkerheder omkring de private investorers risiko, når der implementeres et ekstra element i strømmens vej fra havvindmølle til forbruger. Normalvis bygger en privat investor en havvindmøllepark, som forbindes med et transmissionsnet, der sender el ind til land og fordeler det ud til forbrugerne. Energiøprojektet har et ekstra element, nemlig selve øen, der også har private investorer, der kræver et afkast af deres investering.

Kontrakter kan minimere private risiko

Der findes en række forskellige kontrakter i udbuddet af havvindmølleparker, der kan flytte risikoen fra den private aktør hen til staten, mod en reduktion i de private aktørers afkastkrav. En type af disse kontrakter kaldes *Contract for Difference* (CfD), der kan sikre den private aktør en fast pris. Et eksempel på CfD er vist i Figur 2. Figuren viser, at der udbetales støtte når elprisen er under budpriser 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 prisrisikoen i projektet, mens ejeren får stor sikkerhed for indtægten.

Figur 2 Eksempel på CfD-støtte/afgifts-forløb (historiske elpriser), øre/kWh



Kilde: Kraka Advisory (2021)

Energiøprojektet gør risiko-fordelingen sværere

I energiøprojektet er det både private aktører, der ejer og driver havvindmølleparkerne og som driver øen, hvilket kan gøre

risikofordelingen sværere end ved normal opstilling af havvindmølleparker. Tilsvarende med en CfD-kontrakt kan den staten påtage sig risikoen for den private investor i øen for at nedbringe afkastkravet. I dette tilfælde kan staten dog ende med meget risiko, som for begge tilfælde formentlig vil udmønte sig til tab, når elprisen er lav. Det kan derfor ende med at koste dyrt for den danske stat og skatteborgerne, hvis elprisen bliver lavere og energiøprojektet bliver mindre rentabelt end ventet.

**Manglende analyser
af projektets
samlede risici**

Risikofordelingen på energiøprojektet er derfor kompleks og kan ende med at pålægge stor risiko hos staten. På den baggrund anbefaler vi, at der laves en grundig analyse af hele projektets samlede risikoprofil. Analysen skal forholde sig til risikodelingen mellem alle involverede aktører. Det skal inkludere følsomhedsanalyser, der blandt andet undersøger risikoprofilen relateret til forskellige kontrakttyper i forskellige led i kæden.

Formål med undersøgelsen

Undersøgelsen omhandler den grønne omstilling i Danmark, og har som formål at skabe et bedre beslutningsgrundlag for de politiske beslutninger herom. Vi vil bidrage med nye vinkler på den grønne omstilling i Danmark, som fortjener bred kommunikation i den offentlige debat. Undersøgelsen ser på de samfundsøkonomiske aspekter og de teknologiske muligheder, samt problemstillingerne omkring den grønne omstilling, herunder projekt- og samfundsøkonomisk rentabilitet. Begyndelsesvis fokuserer undersøgelsen på energiøprojektet i Nordsøen, senere på omkostningseffektiv grøn omstilling i Danmark.

Hvad er en energiø?

I Danmark benytter vi havvind via enkeltstående havvindmølleparker til at levere strøm direkte til det danske elnet. En energiø fungerer som et grønt energikraftværk, som samler strøm fra omkringliggende havvindmølleparker og omfordeler den til elnettet på fastlandet. Energiøen kan placeres langt væk fra kysten og transportere strøm fra områder med store vindressourcer til områder, hvor der er stor efterspørgsel efter strøm - både i Danmark og i udlandet. I øjeblikket er vindkapaciteten i Danmark 1,7 GW. Energiøen i Nordsøen skal have en vindkapacitet på 3GW, og forventes færdig i 2033. På sigt skal øens vindkapacitet udvides til 10 GW og fordele strøm til flere nordeuropæiske lande.

4. Litteraturliste

Energinet (2019). *Introduktion til elmarkedet*.

<file:///C:/Users/PernilleBirch/Downloads/Introduktion%20til%20Elmarkedet%20februar%202019.PDF>

Energinet (2020). *Energinets eltariffer bliver i 2021 samlet 11,0 øre pr KWH*.

<https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2020/11/20/Energinets-eltariffer-bliver-i-2021-samlet-11-0-oere-pr-kwh>

Energistyrelsen (2021)a, *Invitation to Market Dialogue II*, September 2021.

[\(link\)](#)

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

[\(link\)](#)

COWI (2020), *Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker med forbindelse til energiø/hub*.

[\(link\)](#)

COWI (2021). *Cost benefit analyse og klimaaftryk af energiøer i Nordsøen og Østersøen*.

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/a209704-001_cost_benefit_analyse_endelig_version.pdf

Kraka Advisory (2021). *Energi-øens økonomiske risici*. Baggrundsnotat.