

5. NOVEMBER 2021

Energiøens samspil med elpriserne

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



1. Notatets formål

Aftalen om energiøerne¹ angiver, at den fortsatte udbygning med havvind så vidt muligt skal drives uden offentlig støtte, at der lægges vægt på lavere energipriser, så borgere og virksomheder undgår fordyrelser, og at havvindprojekterne i tilknytning til energiøerne skal være rentable. Men kan disse gode intentioner nu også alle gå i opfyldelse på samme tid, når det drejer sig om Danmarkshistoriens største og måske mest komplicerede infrastrukturprojekt? Dette notat forsøger at afdække, i hvilken udstrækning man med rimelighed kan forvente, at specifikt energiøen i Nordsøen både kan undvære offentlig støtte, være rentabel og føre til lavere energipriser.

Opdraget for analysen tager afsæt i regeringens aftale om energiøens medvirken til at sikre havvind i stor skala billigst mulig, samt aftalens ønske om at understøtte elektrificering og lavere elpriser. Opdraget lyder:

- Skal energiøen bruges til danske reduktioner eller som eksporteventyr?
- Hvad er realistiske scenarier for elprisen på kort og langt sigt?
- Er energiøen rentabel, eller skal staten og forbrugerne betale regningen?
- Hvilke aktører bør påtage sig risici ved prisudsving, forsinkelser mv.?

Disse spørgsmål besvares i afsnit 2, 3, 4 og 5. Afsnit 1 opsummerer konklusioner.

Energiøerne kan ses som en væsentlig del af Danmarks grønne omstilling og reduktionen af dansk drivhusgas udledning. Der findes dog også alternative måder at tilvejebringe grøn energi såvel som andre måder at bidrage til reduktion i udledningen af drivhusgasser i Danmark. Notatet belyser ikke rentabiliteten af disse alternativer, og dermed heller ikke om energiøer er en økonomisk god eller dårlig måde at bidrage til drivhusgasreduktioner sammenlignet med disse alternativer.

¹ Nordsø Energiøen omfatter havvindmølleparker på mellem 3 og 10 GW med tilhørende infrastruktur på en nybygget kunstig ø 100 km ude i Nordsøen, mens Bornholm Energiøen omfatter 2 GW havvind med tilhørende infrastruktur på Bornholm. Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2020).

1. Sammenfatning

Boks 1 Sammenfatning

Har energiøen overkapacitet som skal eksporteres?

- En energiø i Nordsøen på 3 GW vil ifølge Energistyrelsens fremskrivninger være tilstrækkelig til at forsyne det danske forbrug af el frem til slutningen af 2030'erne. Udvides energiøen til 10 GW vil dette medføre et overskud af el til eksport godt ind i 2040'erne.

Hvad bliver elprisen i fremtiden?

- Isoleret set bidrager energiøen til lavere priser, fordi den øger udbuddet.
- Fremskrivninger af elpriser og afregningspriser forudsiger historisk høje priser på over 45 øre/kWh frem mod 2030, og før energiøen sættes i drift, men faldende priser derefter.
- Den teoretiske forventning til de langsigtede priser er knyttet til omkostningerne ved at udbygge med den teknologi, som både er billig og rigelig. Hvis denne teknologi er landvind, kan man forvente afregningspriser på 30 øre/kWh og derunder. Er denne teknologi i stedet havvind, vil afregningsprisen til energiøen være højere.
- 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.

Bliver energiøen rentabel?

- Baseret på et afkastkrav relevant for offentligt ejede aktiver er energiøens enhedsomkostninger cirka 30 øre/kWh, hvilket ligger indenfor spændet af de modellerede afregningspriser i 2035. I 2040 er fremskrivningerne af afregningspriserne faldet til omkring eller under denne enhedsomkostning, og energiøen er kun næsten rentabel.
- Med et skarpere privatøkonomisk eller blandet offentligt / privat afkastkrav er enhedsenergiomkostningen højere end afregningspriserne, og øen er derfor ikke rentabel, men i stedet støttekrevende
- Afkastkravets størrelse (formet af investorernes opfattelse af risiko) påvirker enhedsomkostningen forholdsvis kraftigt.
- Rentabiliteten er meget påvirket af udviklinger i udlandet, fx forsinkelser i VE udbygning (positivt for rentabiliteten) eller forsinkelser i elektrificeringen (negativt for rentabiliteten). Forsinkelser i transmissionsforbindelser kan påvirke rentabiliteten begge veje afhængigt af deres placering.

Allokering af energiøens risici?

- Private investorer i havvindparkerne har ikke indflydelse på prisrisici forårsaget af fx forsinkelser udførelsen af vedtaget politik. De private aktørers budpriser kan bringes tættere på den samfundsøkonomiske omkostning ved energiøens havvind, ved at staten kontraktligt overtager disse risici.
- Risici ved etableringsomkostninger anbefales normalt at pålægges den aktør, som påvirke udfaldet (dvs. den aktør styrer byggeriet), og dette synes også umiddelbart fornuftigt i tilfældet energiøen
- Risici for forsinkelser af øens evne til at bringe el i land kan medføre u hensigtsmæssigt høje budpriser for havvind, så derfor bør man overveje modeller for kompensation til fx ejere af havvind, hvis energiøen ikke er i stand til at ilandføre el til det planlagte tidspunkt.

2. Energiøen og eksport

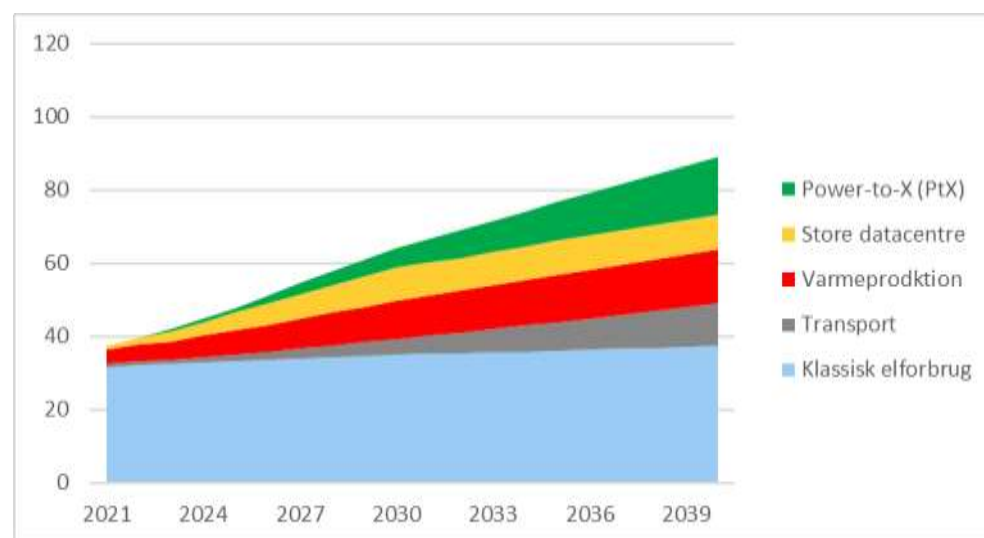
Dette afsnit ser på, hvordan energiøernes planlagte kapacitet passer ind i forventningerne til det fremtidige elforbrug, og om dele af energiøens produktion må tænkes at skulle gå til eksport.

Energistyrelsen har, i "Analyseforudsætninger til Energinet.dk 2021" (AF2021), fremskrevet det danske elforbrug og elproduktion frem mod 2040, i et udviklingsforløb alene for elsektoren, der indebærer både vedtaget og ikke vedtaget energi- og klimapolitik, men ikke nødvendigvis målopfyldelse af 70 pct.-målsætningen (som jo også afhænger af udviklingen i andre sektorer):

"Analyseforudsætningerne (AF) tager højde for politiske målsætninger, også selvom der endnu ikke er vedtaget konkrete virkemidler til opfyldelse heraf. Analyseforudsætningerne er derfor en videreudbygning fra Energistyrelsens årlige Klimastatus og -fremskrivning (KF), som er baseret på en "frozen policy" tilgang på klima- og energiområdet"

AF2021 kommer frem til, at elforbruget vil mere end fordobles frem mod 2040. Størstedelen af denne forøgelse kommer fra direkte og indirekte elektrificering, dvs. kollektiv og individuel varmeproduktion med el (fx via varmepumper), i transporten (fx elbiler, -tog og -busser) og Power-to-X, hvor el bruges indirekte til fremstilling af klimavenlige brændsler til transport og industri mv. Den øvrige stigning i forbruget kommer fra datacentre og "klassisk elforbrug", jf. figur 1.

Figur 1 Elforbrugets komponenter 2021-2040, TWh/år



Kilde: Data fra "Analyseforudsætninger til Energinet.dk 2021", Energistyrelsen ([link](#)).

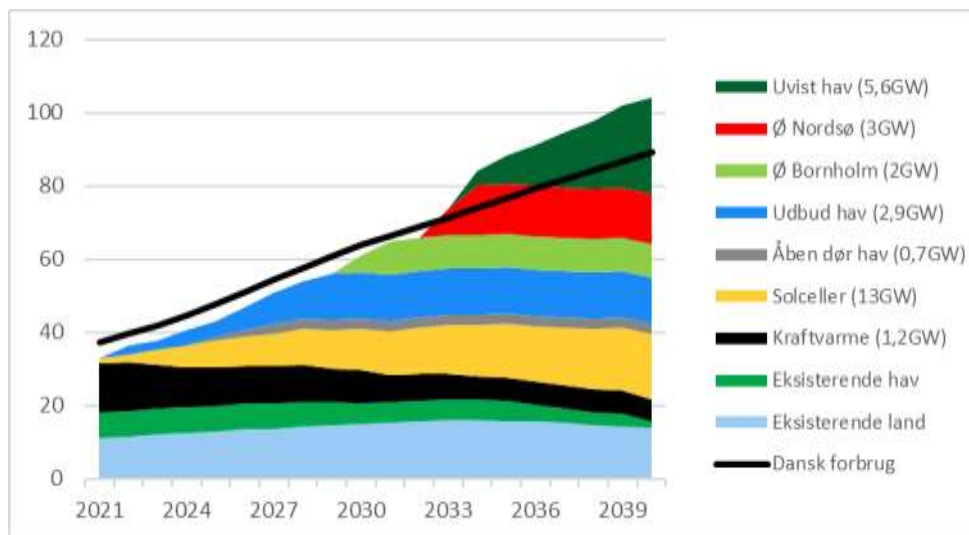
Energiøen i Nordsøen er aftalt til en kapacitet målt i effekt² på 3 GW havvind, som forventes at give en produktion af energi på 14 TWh/år. Med tiden skal øen kunne udvides til 10 GW, svarende til en produktion på cirka 45 TWh/år. Til sammenligning forventer AF2021, at den danske elproduktion i 2021 er på 35 TWh/år svarende til en gennemsnitlig effekt over alle årets timer på cirka 4 GW. Energiøen i Nordsøen giver således en 129 pct. forøgelse af dansk elproduktion frem mod 2040.

Medmindre Danmark skal satse på at importere over halvdelen af sit elforbrug, er en fordobling af elproduktionen nødvendig. Ifølge AF2021 (se figur 2) vil en 3 GW energiø i Nordsøen levere 14 TWh/år (markeret med rød), mens øvrig planlagte udvidelser med havvind ("åben dør" og "udbud") giver 16 TWh/år. Solceller forventes at bidrage med 18 TWh/år.

² "Effekt" betegner energistrømmen per sekund, mens "energi" betegner den samlede energimængde over et givet tidsinterval, dvs. effekt gange tid.

Udvidelsen af Energiøen i Nordsøen til 10 GW er kun delvist (5,6 ud af 7 GW yderligere) indskrevet i fremskrivningen til 2040.

Figur 2 Elproduktionens komponenter 2021-2040, TWh/år



Anm.: "Uvist hav" er Energistyrelsens angivelse, og kan dække over bl.a. energiøen i Nordsøen såvel som andre havvindmøller.
Kilde: Data fra "Analyseforudsætninger til Energinet.dk 2021", Energistyrelsen.

Sammenholder man fremskrivningen af produktionen med fremskrivningen af forbruget, ses det, at en 3 GW energiø i Nordsøen i slutningen af perioden ikke helt rækker til at følge med udviklingen i forbruget, men at der i midt i 2030'erne er et kortvarigt overskud af el, som vil skulle eksporteres.

Såfremt man udbygger energiøen til 10 GW, viser fremskrivningerne, at der fra energiøens indvielse og et stykke ind i 2040 må formodes at være et overskud af el, som skal eksporteres.

Boks 2 Delkonklusioner om kapacitet

- En energiø i Nordsøen på 3 GW vil ifølge Energistyrelsens fremskrivninger (sammen med en lige så betydelig udbygning af øvrige havvindmøller og solceller) være tilstrækkelig til at forsyne det danske forbrug af el frem til slutningen af 2030'erne.
- Udvides energiøen til 10GW, vil dette medføre et overskud af el til eksport godt ind i 2040'erne.

3. Elprisernes udvikling

Dette afsnit ser på den historiske udvikling i elpriserne samt to analyser, som præsenterer forskellige scenarier for fremtidens elpriser afhængigt af udviklingen i efterspørgsel, udlandshandelskapacitet samt energi- og kvotepriser. Hermed identificeres de faktorer, der må forventes at påvirke elprisen på kortere og længere sigt.

3.1 Store udsving i de historiske elpriser

Danmark deregulerede elsektoren i år 2000 og tilsluttede sig det fælles nordiske elmarked. Dette marked er beskrevet i boks 3.

Boks 3 Hvordan fungerer elmarkedet?

Danske forbrugere og producenter køber og sælger el på et fælles nordeuropæisk timebaseret elmarked kaldet Elspot. Det er en stordriftsmæssig fordel, at produktionsmønstrene i grove er kendte noget tid før produktionen realiseres. Derfor cleares udbud og efterspørgsel for det næste døgn's timer dagen før (Elspot er kaldes derfor også "day-ahead"). Der findes derudover andre mindre markeder til småjustering tættere på driftstimen.

Clearingen og afregningen på Elspot sker som en uniform prisauktion for hver enkelt time, hvor de billigste producenter udvælges, indtil efterspørgslen er dækket. Alle de udvalgte producenter modtager derefter den samme pris (kaldet systemprisen), nemlig budprisen for den dyreste producerende enhed.

Herefter justeres udvælgelsen geografisk ud fra såkaldte budzoner (hvert land er typisk inddelt i 2-5 budzoner), sådan at behovet for transmissionskapacitet ikke overstiger rådigheden. Hvis den vestdanske budzone fx pga. blæsevejr producerer så meget el, at transmissionsforbindelserne udnyttes fuldt, nedjusteres den vestdanske pris, indtil udbuddet er reduceret nok til, at den matcher den vestdanske efterspørgsel plus eksport til udland og Østdanmark.

De danske elpriser (målt som månedligt gennemsnit) har siden 2000 med få undtagelser bevæget sig indenfor et spænd mellem 10 og 40 øre/kWh, jf. figur 3. I starten af denne periode skete Danmarks samhandel fortrinsvist med Tyskland, Norge og Sverige, og markedspriserne blev først og fremmest 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.

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



Kilde: Energidataservice.dk (energinet.dk) og Danmarks Statistik.

I efteråret 2021 har både kvotepriser og energipriser nået historisk høje niveauer, og denne kombination har medført, at det månedlige gennemsnit for elpriserne er cirka 20 pct. højere end maksimalt observeret over de seneste 20 år, og over det dobbelte af gennemsnittet. I appendiks 7.1 gøres der kort rede for sammenhængen mellem elpriser og energi- og kvotepriser.

Med tiden er Danmarks udlandsforbindelser blevet udvidet til Tyskland og nyetableret til Holland, og i 2023 forbindes Jylland til Storbritannien. I takt med at udlandsforbindelserne udvides, bliver den danske elpris i stigende grad endnu mere afhængig af markedsforholdene i udlandet fremfor i Danmark. Energinet.dk estimerer, at danske elpriser 90 pct. af tiden bestemmes i udlandet.³

Når elprisen i Danmark i høj grad også bestemmes i udlandet, skyldes det, at Danmark allerede i dag (jf. AF2021) har udlandsforbindelser på omkring 8 GW svarende til to gange den gennemsnitlige effekt af det danske forbrug og halvanden gang den danske kraftværkskapacitet.

Danmark – som allerede nu har forholdsvist stor kapacitet af vindkraft – ligger endvidere på grænsen mellem to forskellige markedstyper: Det nordiske, som i høj grad er præget af store mængder fleksibel vandkraft i Norge og Sverige, samt store mængder ufleksibel kernekraft i Sverige. Modsat er Danmarks sydlige naboer præget af forholdsvis fleksible kul- og naturgasfyrede kraftværker.

Forskellene i produktionskapacitet giver gode muligheder for samhandel (og dermed god rentabilitet af store udlandsforbindelser), da skiftende vejrforhold og energipriser ofte ændrer på, hvilken produktionsform der er økonomisk mest optimal. Endelig skal man i forbindelse med energiøer være opmærksom på, at elproduktionen fra havvindparkerne ikke afregnes til den gennemsnitlige elpris, men til en afregningspris for havvind, som typisk er mindre end elprisen, se boks 4.

Boks 4 Hvordan afregnes elproduktion og -forbrug?

Efterhånden som mængden af vindmøller er steget i Danmark og vore nabolande, er deres produktionsmønster begyndt at påvirke elpriserne. I perioder med stærkt blæsevejr øges elproduktionen fra vindmøller i en sådan grad, at det kan ses både på elpriserne og på vindmøllernes indtægt.

Denne forskel kan illustreres ved at beregne to forskellige priser:

- Gennemsnitlige elpriser, dvs. et simpelt gennemsnit over markedsprisen for el i alle årets timer
- Teknologispecifikke afregningspriser, som 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.

Elpriserne på Elspot er uden transmissions- og distributionsomkostninger, samt moms og elafgifter. Forbrugeren betaler derfor en noget højere pris for strømmen end elspotprisen. Tarifferne for transmission og distribution var i 2019 cirka 40 øre/kWh.⁴ Elafgiften er 90 øre/kWh, dog kan de fleste virksomheder få stort set hele afgiften tilbagebetalt.⁵

³ Energinet (2021)

⁴ Dansk Energi (2019)

⁵ Skatteministeriet (2021)

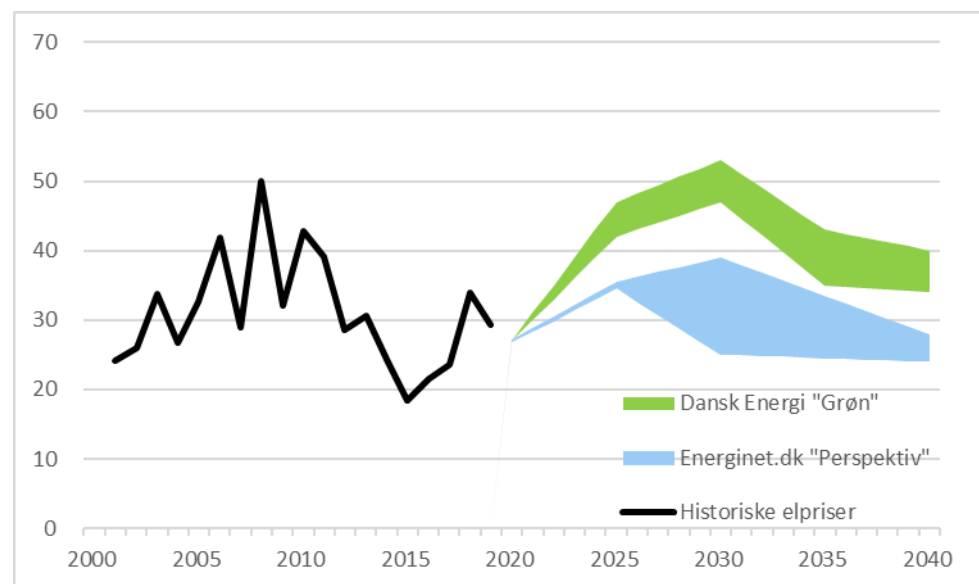
3.2 Fremskrivninger af elpriserne til 2040

Der er udarbejdet en række fremskrivninger for udviklingen af elprisen, som alle peger på at størrelsen af elektrificering, rammerne for udenlandsforbindelser og kvoteprisen er nogle af de afgørende faktorer. I dette afsnit præsenteres to fremskrivninger af elprisen – fra Energinet.dk⁶ og Dansk Energi⁷. Særligt 3 forskelle mellem de to fremskrivninger gør, at resultaterne må forventes at være forskellige:

- Energinet.dk præsenterer elprisen, mens Dansk Energi også præsenterer den lavere afregningspris for havvind, som er interessant for energiøer
- Store forskelle i CO₂-kvotepriserne giver store forskelle i elpriserne
- Udviklingen i VE teknologiomkostningerne og deraf den langsigtede elpris

Hver af de to fremskrivninger har flere forskellige scenarier og følsomhedsanalyser. I dette notat er det "grønne" scenarie udvalgt i Dansk Energis fremskrivning, og "Perspektiv" fra Energinet.dk som basis for den videre diskussion af energiøerne. Disse to scenarier bygger begge på en fælles forudsætning om forholdsvis ambitiøs europæisk klimahandling men har også visse forskelle, som forklares senere i dette afsnit. Figur 4 viser, hvordan begge fremskrivninger forventer stigende elpriser frem mod 2030, efterfulgt af forskellige grader af tilbagevenden mod elprisens historiske niveau.

Figur 4 Historiske og fremskrevne elpriser, 2000-2040, øre/kWh faste 2021-priser



Anm.: Årsgennemsnit.

Kilde: Dansk Energi (2021), Energinet (2021) og Energistyrelsen (2020)b.

Energiøen er en langsigtet investering, og den langsigtede elpris og afregning til havvind er derfor særligt interessant. Boks 5 forklarer, hvordan udviklingen i teknologiomkostningerne driver udviklingen i de langsigtede elpriser.

⁶ Energinet (2021). "Perspektiv" scenariet"

⁷ Dansk Energi (2021) "Grønt scenarie"

Boks 5 De langsigtede elpriser og back-stop-teknologier

Udviklingen i teknologiomkostningerne er afgørende for elpriserne på langt sigt. Det hænger sammen med, at Elspot prisen er baseret på uniform prisauktion. Når forbruget vokser, og el-produktionsenheder lukkes pga. alder, så stiger elprisen, fordi de marginale produktionsenheder er mindre effektive og dyrere.

Investering i en given teknologi vil være lønsomt, når dens afregningspris er højere end teknologiens langsigtede marginalomkostninger (dvs. omkostninger til drift og evt. brændsel plus renter og afdrag af investeringen, delt med produktionen). Hermed bliver langsigtsmarginalomkostningen for den mest attraktive teknologi prissættende på langt sigt.

Det kan være situationsafhængigt, hvilken teknologi som er mest attraktiv. Solceller har oplevet betydelige omkostningsreduktioner de seneste år og ser ud til at blive en attraktiv investering, selv uden støtte. Men fordi solceller har en høj produktion i middagstimerne og om sommeren, vil store investeringer gradvist udhule afregningsprisen, og dermed profitabiliteten.

Landvindmøller er et andet eksempel på en investering med forholdsvis lave langsigtsmarginalomkostninger, som for tiden synes profitabel. Men med tiden vil de attraktive opstillingssteder blive opbrugt, og derefter vil andre teknologier blive prissættende.

Havvindmøller er et eksempel på en teknologi, som ikke forventes at være begrænset af arealer til opstilling. I den udstrækning el fra havvind kan afsættes (Dansk Energis fremskrivninger har et scenarie, som viser, at betydelig udvidelse med havvind i kombination med elektrolyse ikke synes at påvirke afregningspriserne), så vil man i princippet kunne opstille ubegrænsede mængder af havvindmøller. Dette gør havvind til en såkaldt "back-stop"-teknologi, som lægger en øvre grænse på den langsigtede elpris.

EU Kommissionen forventer, at der i 2050 er opstillet 300 GW havvind i Nordsøen, og det betyder, at det er havvind – og ikke landvind – som Kommissionen betragter som europæisk back-stop teknologi.

Appendiks 7.2 gennemgår andre mulige kandidater til back-stop-rollen.

3.2.1 Energinet.dk's fremskrivning

Energinet.dk hovedfremskrivning af elpriserne i Nordeuropa er baseret på "Analyseforud-sætninger til Energinet.dk 2020" (AF2020) fra Energistyrelsen. I fremskrivningen forventes elpriserne at stige til 35 øre/kWh i 2025, for derefter at falde til 20-25 øre/kWh i 2030 og frem til 2040, hvor analyseperioden slutter.

Denne fremskrivning er dog meget påvirket af AF2020's temmelig lave bud⁸ på kvotepriser-nes udvikling. Med fx en 24 Euro/ton højere kvotepris vurderer Energinet.dk, at elprisen bliver 5-15 øre/kWh højere.⁹ Man må derfor forvente, at en fremskrivning baseret på AF2021 ville give noget højere elpriser. I appendiks 7.1 gøres der rede for kvoteprisens indflydelse på elprisen, og dette bekræfter, at kvoteprisen stadig påvirkes opadtil af højere elpriser. Derfor synes Energinet.dk's hovedscenarie at give et noget for lavt bud på fremtidens elpriser, i hvert fald hvis man forudsætter en eller anden form for forøget europæisk klimahandling.

Energinet.dk gengiver også elpriser baseret på den tidligere AF2019. Her forventes elprisen at stige jævnt til 45 øre/kWh i 2040. Det fremgår ikke direkte af præsentationen, hvilke

⁸ Finansministeriets fremskrivning af CO₂-kvotepriserne som gengives i AF2020 er væsentligt lavere end den nyeste fremskrivning i AF2021. I AF2020 stiger kvotepriserne fra 24 Euro/ton i 2021 til 42 Euro/ton i 2040, mens den tilsvarende stigning i AF2021 er fra 47 til 130 Euro/ton. Kvoteprisen per 30/9 2021 var 62,9 Euro/ton.

⁹ Energinet (2016)

forskelle mellem AF2019 og AF2020, som forårsager nedjusteringen af elprisen fra 45 til 20-25 øre/kWh i den seneste fremskrivning.

Energinet.dk har da også foretaget "Perspektiv" følsomhedsanalyser¹⁰, som viser, at mere ambitiøs europæisk klimahandling medfører højere elpriser op til knapt 40 øre/kWh i 2030 og derefter faldende til mellem 20 og 30 øre/kWh i 2040. Disse resultater er bl.a. drevet af en kvotepris på mellem 35 og 53 Euro/ton i 2030 samt af faldende omkostninger på VE i 2040.¹¹

3.2.2 Dansk Energis fremskrivning

I "Elpris Outlook 2021" fra Dansk Energi foretages også flere forskellige modelbaserede fremskrivninger af de nordeuropæiske elpriser (faste 2021 priser), og der analyseres også i dybden om forskellige udviklingers påvirkning af elpriserne. Ligesom hos Energinet.dk er der et højt fokus på udlandshandel og på at forklare, hvordan forholdene i vore nabolande påvirker elpriserne:

"El er en handelsvare, som flyder frit mellem markeder. Da det danske elmarked er relativt lille, sammenlignet med vores naboer, vil Danmark ofte være pristager til enten den nordiske eller tyske elpris. Den danske elpris er derfor et gennemsnit mellem priserne i vores nabolande, vægtet med antallet af timer, hvor vi deler priser de enkelte lande. Derfor vil større kapacitet i udlandsforbindelser tendere mod at knytte de danske priser tættere til dette land."

Dansk Energi: Elpris Outlook 2021

Fremskrivningerne dækker over række forskellige scenarier for elprisen udvikling i 12 nordvesteuropæiske lande omkring Danmark. Scenarierne er opdelt i to grupper:

- **Grønne scenarier**, hvor både Danmark og vores nabolande indleder en ambitiøs klimasatsning i form af en elektrificering, der medfører en stigning i elforbruget på 75 pct. frem mod 2040 samt en restriktiv politik på CO₂-kvotemarkedet med en kvotepris, der stiger til 100 Euro/ton i 2040. Kombinationen af højt elforbrug og høje CO₂-kvotepriser medfører i 2030 elpriser på 50 øre/kWh og en massiv europæisk omlægning til VE. Afregningen til havvind i 2030 er 40-46 øre/kWh. Efterhånden som VE kapaciteten udvides – særligt med billigere landvind – falder afregningen til havvind til 25-31 øre/kWh i 2040.
- **Sorte scenarier**, hvor kun Danmark satser lige så ambitiøst på drivhusgas reduktioner som i de grønne scenarier, mens resten af Europa udskyder elektrificeringen med 10 år. Hermed udskydes det meste europæiske VE udbygning, hvorfor VE omkostningernes forventede fald¹² også udskydes med 10 år. Afregningen til havvind forventes i 2030 at ligge på 23-30 øre/kWh, og den stiger til 30-37 øre/kWh i 2040.

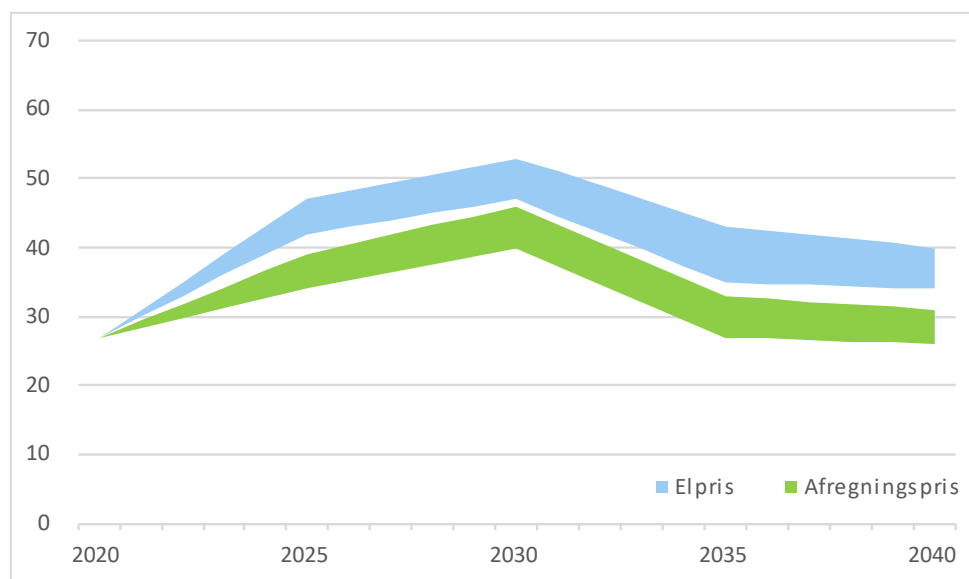
For begge scenarier er det beregnet, at elpriserne efter 2030 vil nærme sig niveauet for elprisomkostninger ved nyinvestering i VE og termisk elproduktion på 35-40 øre/kWh, jf. figur 5.

¹⁰ Disse er baseret på de såkaldte Ten-Year Network Development Plans (TYNDP) om fælles europæiske forudsætninger koordineret af to netværk for europæiske transmissionsansvarlige ENTSO-E (el) og ENTSOG (gas).

¹¹ ENTSO-E and ENTSOG (2020)

¹² Analysens omkostninger for ny VE er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog, Energistyrelsen (2020)a.

Figur 5 El- og afregningspriser for havvind i Grønt Scenarie, øre/kWh



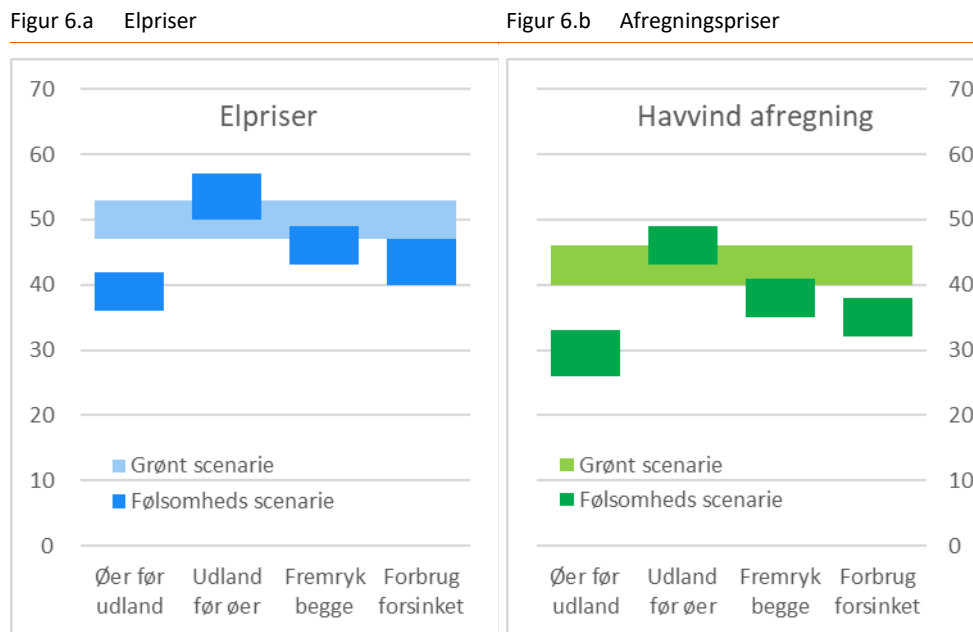
Kilde: Dansk Energi (2021).

I det grønne scenarie er elprisen høj i 2030, fordi efterspørgslen er løbet forud for udbuddet, både i Danmark og hos vore sydlige naboer. Norge og Sverige har rigelige VE ressourcer, så i grove træk bevæger eksportstrømmene sig derfor sydpå fra Norden mod Kontinentet i så stort et omfang som forbindelserne kan bære. I scenarierne sættes de to energiøer i drift i 2035, og indtil da sker Danmarks import fra både Norden og Kontinentet i høj grad i konkurrence med Danmarks sydlige naboer. Dette er forklaringen på de høje priser i 2030.

Ud over et grønt og et sort hovedscenarie er der også lavet følsomhedsscenarioer, som viser påvirkningen af elprisen ved uventede ændringer¹³ i tidsplanerne for etablering af begge energiøer (på i alt 5 GW inden 2035) og for de nye udlandsforbindelser (som går til Danmarks sydlige naboer). Påvirkningerne er betydelige i det grønne scenarie, men små i det sorte (ikke vist), jf. figur 6.

Følsomhedsscenarioerne illustrerer, hvor stor betydning både udlandsforbindelser og energiøer har for prisdannelsen på elmarkedet i det grønne scenarie, og hvor lille betydningen er i de sorte scenarier. Dansk Energi offentliggør desværre ikke priskonsekvenserne for scenarierne i 2035 og 2040. Med de faldende priser frem mod 2040 må det dog vurderes sandsynligt, at priskonsekvensernes størrelse også reduceres i 2035 og 2040 set i forhold til 2030 priskonsekvenserne.

¹³ I Dansk Energi (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.

Figur 6 Udvalgte scenarier for elpriser og afregningspriser for havvind i 2030, øre/kWh


Kilde: Dansk Energi (2021).

Konsekvenserne for afregningspriserne i 2030 af ændringer i udbud, efterspørgsel eller udlandsforbindelser er forklaret herunder:

- **Øer før udland** (÷ 13 øre/kWh): Fremrykkes kun energiøen vil den øgede produktion herfra skulle eksporteres nordpå til lave priser, da forbindelserne sydpå allerede er næsten fuldt udnyttede.
- **Forsinket efterspørgsel** (÷ 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** (÷ 4-5 øre/kWh): Fremrykkes både udlandsforbindelser og energiøer, er faldet i elprisen pga. modsatrettede effekter omkring det halve af hvis kun energiøerne fremrykkes.
- **Udlandsforbindelser før øer** (+ 3-4 øre/kWh): Fremrykkes udbygningen af udlandsforbindelserne sydpå til før, energiøen etableres, stiger elpriserne yderligere, da Danmark forbindes endnu tættere til højprisområderne.

I det sorte scenarie er der kun små priskonsekvenser af fremrykninger og forsinkelser af øer, udlandsforbindelser og elektrificering. Det skyldes, at den langt større kapacitet af kraftværker i udlandet bedre kan kompensere for uventede ændringer i den danske elforsyningsbalance.

3.2.3 Ligheder og forskelle mellem de to fremskrivninger

Energinet.dk's hovedfremskrivning minder på en række områder en del om Dansk Energis sorte scenarie, mens "Perspektiv" fremskrivningerne minder om Dansk Energis grønne scenarie. Dog beskriver Energinet.dk's fremskrivning kun elprisen, mens Dansk Energi beskriver både elpris og afregningspris til VE, hvor forskellen varierer mellem 7 og 10 øre/kWh afhængigt af scenarie. Det er usikkert om denne forskel kan overføres direkte til Energinet.dk's analyser.

De langsigtede priser i fremskrivningen fra Energinet.dk er bemærkelsesværdigt lavere end fremskrivningerne fra Dansk Energi. Uden mere præcise opgørelser over de anvendte forudsætninger i de to analyser er det vanskeligt at redegøre for forskellene i resultater.

En mulig forklaring kan være, at Energinet.dk's langsigtede priser i højere grad kan være baseret på energieffektivisering og udbygning med landvind, mens Dansk Energis fremskrivning kunne forudsætte, at landvindpotentialerne kun er næsten opbrugt i 2040 (og derfor back-stop), og at der derefter skal udbygges med havvind, som er dyrere. Der er også visse forskelle i vurderingerne af den langsigtede udvikling i VE omkostningerne.

Diskussionen af disse forskelle viser vigtigheden i valget af back-stop-teknologi og dennes omkostninger. Som nævnt forudsætter EU Kommissionen, at der bygges 300 GW havvind, og siden havvind er dyrere end landvind er havvind altså back-stop-teknologi. Især Energinet.dk's fremskrivning synes at have så små langsigtede priser, at havvind (som typisk omkostnings sættes til lidt over 30 øre/kWh) ikke synes at være den valgte back-stop-teknologi.

I Energinet (2016) analyseres det, hvad der påvirker elprisen. Her er det vurderet, at udlandsforbindelser kun har små (1-2 øre) priskonsekvenser. Når Dansk Energi kommer frem til kraftigere reaktioner i de grønne scenarier, skyldes det, at ambitiøs europæisk klimahandling forårsager et markant sydgående handelsmønster, som udfylder udlandsforbindelsernes kapacitet en stor del af tiden, og at elpriserne på kontinentet generelt er noget højere. I de sorte scenarier (som i forudsætninger mere ligner Energinet.dk's) er betydningen af udlandsforbindelser på niveau med Energinets analyser. Begge analyser opererer med femårige intervaller mellem nedslagsårene, dvs. 2020, 2025, 2030, 2035 og 2040 med realisering af energiøerne i 2035. Det betyder, at kun to af de modellerede år inkluderer energiøerne. Derudover er modellerne indrettet med perfekt eller delvis forudseenhed, således at stigninger i efterspørgslen efter el bliver mødt af tilsvarende investeringer i nedslagsårene.

Denne forudseenhed gælder dog ikke 2025 og 2030, hvor det forudsættes, at investeringer i transmissionskapacitet på grund af lang planlægningstid udelukkende udgøres af allerede planlagte projekter. Dette har den sideeffekt, at investeringer i billigt svensk og norsk landvind først realiseres i 2035, fordi den producerede el først på dette tidspunkt kan transporteres sydpå.

Boks 6 Delkonklusioner om prisscenarier

- Isoleret set bidrager energiøen til lavere priser fordi den øger udbuddet.
- Fremskrivninger af elpriser og afregningspriser forudsiger historisk høje priser på over 45 øre/kWh frem mod 2030 og før energiøens idriftsættelse, men faldende priser derefter. Fremskrivningerne er ikke enige om, hvilket niveau de langsigtede priser i 2035 og fremefter falder til.
- Den teoretiske forventning til de langsigtede priser er knyttet til omkostningerne ved at udbygge med den teknologi, som både er billig og rigelig. Hvis denne teknologi er landvind, kan man forvente afregningspriser på 30 øre/kWh og derunder. Er denne teknologi i stedet havvind, vil afregningsprisen til energiøen være højere.
- 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.
- På langt sigt er det muligt, at teknologiske landvindinger omkring nye elproduktions-teknologier kan reducere prisen yderligere.

4. Rentabilitet af energiøen

Rentabiliteten af energiøen i Nordsøen (dvs. inkl. parker, transmissionsudstyr, infrastruktur mv.) afgøres af forholdet mellem omkostningerne til at etablere ø, ilandføring, teknologi og energiproduktion holdt op imod afregningspriserne for havvind, som blev beskrevet i afsnit 3.

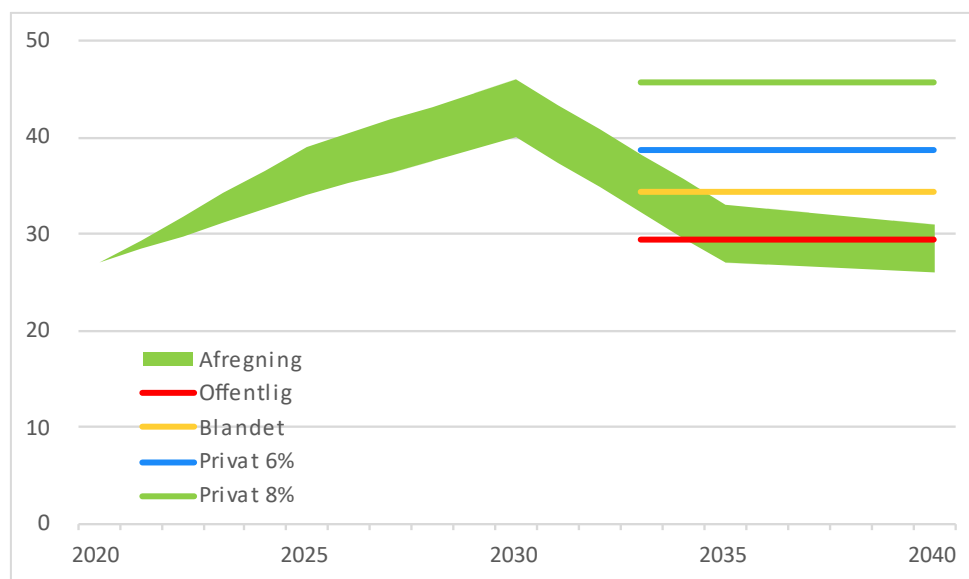
Fordi investering medfører, at der skal afsættes omkostningsfulde ressourcer i nutiden for at realisere værdifuld produktion i fremtiden, skal man også tage højde for et afkastkrav. Set fra samfundets synsvinkel skal man benytte et såkaldt "samfundsøkonomisk afkastkrav", som afspejler forbrugers disnytte ved at nedsætte nutidigt forbrug (så produktive ressourcer i stedet kan afsættes til at realisere investeringen) til fordel for et højere fremtidigt forbrug (pga. merproduktionen fra investeringen). Det samfundsøkonomiske afkastkrav er af Finansministeriet fastsat til 3,5 pct. realt for de første 35 år, og 2,5 pct. for de næste 35 år.¹⁴ Set fra en privat investors synsvinkel afhænger afkastkravet af flere forskellige ting, som fx den tilsyneladende risiko ved projektet, såvel som alternative investeringsprojekters afkastkrav og risikoprofil. I denne analyse er valgt en 6 pct. realrente som afkastkrav. Der er også beregnet et alternativ med 8 pct. i afkastkrav.

Energiøen har flere forskellige komponenter, hvor nogle (fx udlandsforbindelser) traditionelt varetages af offentligt ejede selskaber (som bør operere med samfundsøkonomisk afkastkrav), mens andre (særligt vindmølleparker) varetages af private aktører ud fra offentlige udbud.

For at illustrere forskellene er energiøens omkostninger derfor beregnet både samfundsøkonomisk såvel som privatøkonomisk. Der er også lavet en blandet beregning, hvor øen og forbindelser til Danmark og udlandet er med samfundsøkonomisk afkastkrav, mens havparkerne har privatøkonomisk afkastkrav. 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, se appendiks 7.3. Disse omkostninger deles herefter med den årlige energiproduktion, hvorved der opnås en enhedsenergiomkostning i øre/kWh. Denne er sammenlignelig med de beregnede afregningspriser for havvind. Dette er præsenteret i figur 7.

¹⁴ Finansministeriet (2021)

Figur 7 Energiøens afregningspriser og enhedsenergiomkostninger, øre/kWh



Kilde: Dansk Energi (afregningspriser) og egne beregninger på COWI estimat. Se appendiks 7.3 for detaljer.

Figuren viser, at energiøen med samfundsøkonomisk afkastkrav har en enhedsenergiomkostning, som i 2030 og 2035 ligger under de forventede afregningspriser for havvind, men som i 2040 kun ligger lige under det højeste skøn for afregningen. Både blandet og privatøkonomisk forrentningskrav er for høje til at afregningspriserne gør energiøen rentabel, og energiøen vil have behov for støtte. Går man fra 6 pct. til 8 pct. afkastkrav sker en forholdsvis stor stigning i enhedsomkostningen.

Det er her vigtigt at bemærke, at den beherskede rentabilitet med samfundsøkonomisk afkastkrav ikke er ensbetydende med, at energiøerne giver et samfundsøkonomisk underskud. Klimamålsætningen betyder, at Danmark står foran betydelige investeringer i energisystemet, og energiøen er kun et af flere alternativer hertil. Enhver vurdering af samfundsøkonomiske fordele og ulemper skal sammenholde relevante alternativer (evt. også mangel på klimahandling, som også har omkostninger). Siden dette notat kun forholder sig til ét alternativ, kan det altså ikke umiddelbart benyttes til samfundsøkonomisk analyse.

I de modeller, som har leveret prisscenerierne, er timingen af investeringer i billig landvind i Norge og Sverige samt transmissionskapacitet mellem Norden og Kontinentet dog afgørende for de viste resultater. Som nævnt i afsnit 3.2 er der i modelleringen forudsat delvist perfekt forudseenhed, sådan at investeringer i fx transmission og landvind i Norden afbalancerer elunderskuddet på Kontinentet.

I den udstrækning at svenske og norske investeringer i landvind forsinkes (hvad enten det skyldes uheldig planlægning, folkelig modstand, eller manglende risikovillighed i forhold til at tjene penge på eksport af el), vil afregningspriserne til energiøen ikke falde lige så hurtigt som beregnet i scenarierne. Ligeledes vil en hurtigere realisering af energiøerne også give mulighed for at høste gevinsterne af de højere afregningspriser i tættere på 2030. Omvendt vil hurtigere og bedre koordineret investering medføre faldende priser på et tidligere tidspunkt. Denne effekt er ikke kvantificeret i de to refererede analyser.

Som nævnt i afsnit 3.2 afhænger priserne af udviklingen i de langsigtede teknologiomkostninger. Prisscenarierne fra både Dansk Energi og Energinet.dk, såvel som COWIs estimater af omkostningerne opererer med mere eller mindre forskellige vurderinger af de langsigtede omkostninger til VE, og dette giver usikkerhed i sammenligningen mellem energigøens omkostninger og de modellerede elpriser. Dette forårsager en vis usikkerhed i beregningen af energigøens rentabilitet.

Boks 7 Delkonklusioner om rentabilitet

- Baseret på et samfundsøkonomisk afkastkrav er energigøens enhedsomkostninger cirka 30 øre/kWh, hvilket er mindre end de modellerede afregningspriser i 2035. I 2040 er afregningspriserne faldet til omkring eller under denne enhedsomkostning.
- Med et skrapere privatøkonomisk afkastkrav eller evt. et blandet offentligt/privat afkastkrav er enhedsenergiomkostningen højere end afregningspriserne, og øen er derfor støttekrævende
- Afkastkravets størrelse (formet af investorernes opfattelse af risiko) påvirker enhedsomkostningen forholdsvis kraftigt.
- 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 energigøens risici

De økonomiske risici for energigøerne kan inddeles i tre overordnede grupper: Udsving i elpriser, udsving i etableringsomkostninger og forsinkelser i tidsplanen, som gør, at projektets enkeltdele ikke bliver færdig til den planlagte tid.

5.1 Udsving i elpriser

Afsnit 3.2 beskrev en række scenarier, hvor afregningspriserne for el ville ændre sig. Særligt øget efterspørgsel efter el via elektrificering (både i Danmark og vores nabolande) har stor positiv betydning for afregningspriserne for havvind, men også etablering af udlandsforbindelser til vore sydlige naboer trækker afregningspriserne opad. Forsinkelse af danske forbindelser til udlandet trækker nedad, og det samme gør svensk og norsk etablering af udlandsforbindelser og billig landvind.

Udfaldet af disse forhold vil være ukendt for energigøens investorer på investeringstidspunktet og udgør derfor en økonomisk risiko, som investorerne skal kompenseres for med en højere afkastgrad. Scenarierne viser, at der kan være risiko for formindsket værdi af energigøen hvis:

- elektrificeringen i Danmarks nabolande forsinkes
- elektrificeringen i Danmarks forsinkes
- energigøerne bygges før udlandsforbindelserne¹⁵
- transmissionsforbindelser fra Nordtyskland til Sydtyskland forsinkes
- energigøen forsinkes til efter udlandet har udbygget VE produktionen
- konkurrerende teknologier opnår uventede store prisreduktioner

¹⁵ Når denne risiko er regnet under prisrisiko, skyldes det at der her forudsættes at produktionen stadig kan afsættes til Danmark.

Der er også scenarier, hvor energiøernes produktion kan blive mere værdifuld end scenarierne forventer, såfremt:

- elektrificeringen i Danmark sker hurtigere end ventet
- elektrificeringen i Danmarks nabolande sker hurtigere end ventet
- udvidelse af VE produktionen i Danmarks nabolande forsinkes
- transmissionsforbindelser fra Norden til Kontinentet forsinkes

Fælles for alle disse prisrisici er, at de private aktører, som skal investere i energiøerne, ikke har nogen væsentlig mulighed for at påvirke disse risici. Givet at det er den danske stat, som har et behov for grøn el, kan man argumentere for, at staten bør påtage sig en del af denne risici. For havvindparkerne Thor og Hesselø har den danske stat valgt at påtage sig en stor del af prisrisikoen (både tab og gevinst) via en såkaldt tosidet Contract-for-Difference (CfD).¹⁶ Man kan dog også vælge at betragte situationen som en mere almindelig markedsbaseret udbygningssituation. Her vil risikoen for staten så enten være at der vil være et utilstrækkeligt antal investorer, som byder på de markedsbaserede dele af energiøen (fx havvindparkerne), og at der derved bliver en risiko for forsinkelse eller formindskelse af elproduktionskapaciteten, eller at den støtteordning, som evt. vil skulle understøtte VE produktionen bliver dyr i forhold til de reale økonomiske omkostninger ved etableringen af øen.

5.2 Udsving i etableringsomkostninger

Udsving i etableringsomkostninger for energiøens delelementer (selve sænkekasseøen med infrastruktur/bygninger, højspændingsinstallationer, søkabler og havvindparker mv.) giver også økonomisk risiko. Der er utallige måder, hvorpå de faktisk realiserede omkostninger kan overstige de budgetterede. Som en grov tommelfingerregel kan man argumentere for, at den aktør, som har indflydelse på realiseringen af omkostningerne, også er den, som skal bære den økonomiske risiko ved budgetoverskridelser. En række havvindprojekter er allerede blevet realiseret i Danmark, hvor investorerne tilsyneladende uden væsentlige problemer har båret risikoen i anlægsfasen.

5.3 Tidsplanen er afgørende

Energiøerne består af flere forskellige aktiver, som kun er produktive fra det øjeblik, alle aktiver er produktionsklare. Hvis for eksempel øen eller højspændingsanlæggene bliver forsinkede, mens havvindparkerne etableres til tiden, vil der ikke kunne produceres og tjenes penge, så ejerne af havvindparkerne vil derfor stå med et økonomisk tab. Her vil det kunne være relevant at lave aftaler, som giver havvindejerne kompensation for tabte indtægter. Som beskrevet ovenfor har etablering af udlandsforbindelser sydpå ret stor indflydelse på afregningsprisen for havvinden. I den udstrækning man vælger, at staten påtager sig prisrisikoen, er der altså ingen grund til, at havvindejerne kompenseres for forsinkede udlandsforbindelser, så længe forbindelsen til Danmark kan håndtere maksimalproduktionen.

Hvis det er havvindparkerne, som forsinkes, kan der opstå et indtægtsproblem for ejerne af øen eller transmissionsforbindelserne til Danmark eller udlandet. I den udstrækning ejerne af disse er offentlige aktører (som kan formodes risikoneutrale), kan man overveje, at disse ikke skal kompenseres i tilfælde af forsinkelser.

¹⁶ I grove træk vil en Contract-for-Difference betale havvindejeren kompensation når elprisen er under en såkaldt "trigger pris", mens staten tildeles al overskud ud over over trigger-prisen. Den aktør som byder den laveste trigger pris vinder udbuddet af havvind parken.

Ejerne af havvindparkerne har i forvejen stort incitament til at færdiggøre parkerne til tiden, så en eventuel straf til ejerne af havvind vil næppe gøre den store forskel for deres handlinger, men kan til gengæld betyde, at budpriserne (fx trigger pris til CfD) for parkerne vil fordyres. I tilfældet Anholt Havvindmøllepark var der bl.a. ganske stramme tidsplaner og bøder for overskridelsen, og udbuddet endte med kun én byder og en overraskende høj fast pris på over 105 øre/kWh.¹⁷

Boks 8 Delkonklusioner om risici

- Der findes en række risici – særligt prisrisici betinget af dansk og europæisk energipolitik – som de private investorer i havvindparkerne ikke har indflydelse på. De private aktørers budpriser kan bringes tættere på den samfundsøkonomiske omkostning ved energiøens havvind ved, at staten overtager disse risici ved hjælp af kontraktformer, som allerede anvendes ved to danske havvindpark projekter.
- Risici ved etableringsomkostninger anbefales normalt at pålægges den aktør, som kan påvirke udfaldet, og dette synes også umiddelbart fornuftigt i tilfældet energiøen.
- Risici for forsinkelser af øens evne til at bringe el i land kan medføre u hensigtsmæssigt høje budpriser for havvind, så derfor bør man overveje modeller for kompensation til fx ejere af havvind, hvis energiøen ikke er i stand til at ilandføre el til det planlagte tidspunkt.

¹⁷ Berlingske (2013) og Berlingske (2014)

6. Litteraturliste

Berlingske (2013). Staten sætter alt ind på billigere havvind. [Staten sætter alt ind på billigere havvind \(berlingske.dk\)](#)

Berlingske (2014). *Energiminister klar til at droppe dyre havvindmøller*. [Energiminister klar til at droppe dyre havvindmøller \(berlingske.dk\)](#)

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

Dansk Energi (2019). *Elforsynings nettariffer og priser 2019*. [\\tsclient\X\igangværende\Dansk Energi\Priser og tariffer pr. 1. januar 2019\p og t 2019 version 05.vp](#)

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

Energinet (2016). *Hvad påvirker elpriserne i Danmark*. [Hvad påvirker elpriserne i Danmark? | Energinet](#)

Energinet (2021). *Elpriser*. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewj8sv76uPzAhXsYsKHc8gBrQQFnoECAIQAQ&url=https%3A%2F%2Fenerginet.dk%2F-%2Fmedia%2FB36898625D7C4C9E9B36F2C19CF1C0B3.pdf&usg=AOvVaw0_OZBGlp-1sIHUoO9RiU8

Energistyrelsen a. *CCS – fangst og lagring af CO₂*. [CCS – fangst og lagring af CO₂ | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

Energistyrelsen b. *Fakta om bølge- og vandkraft*. [Fakta om bølge- & vandkraft | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

Energistyrelsen (2020)a. *Technology Data – Generation of Electricity and District Heating*. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh.pdf

Energistyrelsen (2020)b. *El og gasprisstatistik andet halvår 2020*. [Priser på el og gas | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

Energistyrelsen (2021). *Analyseforudsætninger til Energinet*. [Analyseforudsætninger til Energinet | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

Entler, S., Horacek, J., Dlouhy, T., Dostal, V. (2018). *Approximation of the economy of fusion energy*. *Energy - Volume 152, 1 June 2018, Pages 489-497*. [Approximation of the economy of fusion energy - ScienceDirect](#)

ENTSO-E and ENTSOG (2020). *TYNDP 2020 Scenario Report*. [TYNDP 2020 Scenario Report – Final Report, June 2020 \(entsos-tyndp-scenarios.eu\)](#)

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

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2020). *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 \(kefm.dk\)](#)

Klimarådets sekretariat (2020). *CCS og CCU - Potentialer, omkostninger og virkemidler.* [ccs og ccu 0.pdf \(klimaraadet.dk\)](#)

Skatteministeriet (2021). *Elafgiftsloven.* [Elafgiftsloven | Skatteministeriet \(skm.dk\)](#)

7. Appendiks

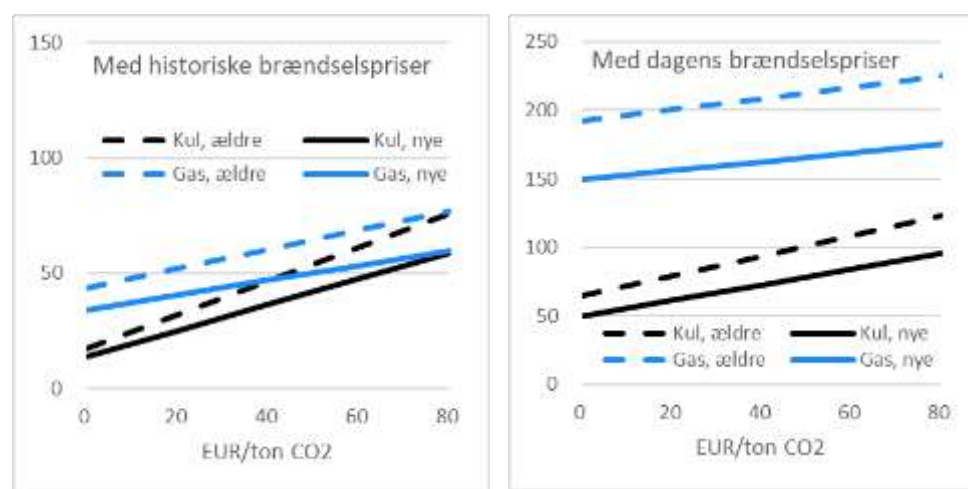
7.1 Samspil mellem priser på el, energi og CO₂-kvoter

Både brændselspriser og CO₂-kvotepriser har meget stor indflydelse på kortsigtsmarginalomkostningerne ved produktion fra naturgas- og kulkraftværker. Med historisk gennemsnitlige brændselspriser skal kvoteprisen ikke meget over 30-40 Euro/ton før naturgas- og kulkraftværker¹⁸ først byder ind, når elprisen er over 30 øre/kWh. Her begynder havvind således at blive konkurrencedygtig (fraset omkostninger til reservekapacitet og/eller lagring). Se grafen til venstre herunder.

Figur 8 Kortsigtsmarginalomkostninger som funktion af kvotepriser med to sæt brændselspriser, øre/kWh

Figur 8.a Med historiske brændselspriser

Figur 8.b Med dagens brændselspriser



Anm.: Forudsætning: 35 pct. elvirkningsgrad for gamle anlæg og 45 pct. for nye anlæg.

Kilde: Energistyrelsen (2020)b, investing.com (dagens kulpriser, 1.oktober), powernext.com (dagens gaspriser, 1.oktober).

Med dagens (1. oktober 2021) kvote- og brændselspriser er kortsigtsmarginalomkostningen for kul over 80 øre/kWh, mens den er ca. dobbelt så høj for naturgas.

7.2 Andre kandidater til back-stop-teknologier

Det er i de to analyser fra Energinet.dk og Dansk Energi valgt, at der fokuseres mest på havvind, landvind og solceller, der på nuværende tidspunkt ser ud til at være blandt de billigste og bedst etablerede teknologier.

Men der findes også andre teknologier, som potentielt vil kunne bidrage til en klimaneutral europæisk elforsyning, og dermed påvirke de langsigtede priser:

¹⁸ Denne beregning omfatter ikke el fra kraftvarmeværker, som har lavere kortsigtsmarginalomkostninger pga. indtægter fra varmesalg. Dog har denne type værker dog bindinger i forhold til varmeproduktionen, og derfor indgår de kun i mindre grad som marginalprissættende bydere.

- **Kernekraft i stor skala** er en velkendt og gennemprøvet teknologi, om end den folkelige og politiske opbakning varierer en del fra land til land. Omkostningen ved nyopførte værker vurderes dog til at være høj.¹⁹ For lande, som har små VE potentialer, er kernekraft en mulighed for ikke at være afhængige af import af el i stor skala. Medmindre omkostningsniveauet falder drastisk, kan man ikke forvente at kernekraft på kommercielle vilkår vil påvirke de langsigtede elpriser.
- **Kernekraft i lille skala** er en ny teknologi som pt. er på forsknings- og udviklingsstadiet. Forhåbningen er, at man ved at konstruere små modulære reaktorer på fabrikker frem for at opføre dem på stedet kan reducere omkostningerne til et konkurrencedygtigt niveau. De første demonstrationsreaktorer forventes pt. at være klar i 2025. Hvis det lykkes at udvikle billige reaktorer, har teknologien potentialet til at sænke elpriserne på langt sigt.
- **Fusionsenergi** er en ny teknologi på demonstrationsstadiet, og det er derfor uklart, hvornår teknologien vil være klar til kommerciel produktion. Skønnet over omkostningerne²⁰ ligger på linje med kernekraft i stor skala, så fusionsenergi ser ikke ud til på sigt at kunne påvirke elpriserne.
- **CO₂-fangst og -lagring** er også en velkendt²¹, men knapt så udviklet teknologi, som kan potentielt levere klimavenlig el. Med de nuværende teknologier er både energiforbrug og omkostningerne på cirka 1000 kr/ton²² formentlig for høje til, at teknologien kan levere konkurrencedygtig el (se forklaring nedenfor). Der forskes og udvikles dog også på teknologier, som har mindre energiforbrug og lavere omkostninger. Hvis denne indsats giver meget store fremskridt, kan teknologien potentielt blive en konkurrent til de lidt dyrere VE teknologier som fx havvind.
- **Bølgekraft** er en teknologi, som er attraktiv fordi produktionsprofilen er mindre varierende end vind og sol. Problemet med bølgekraft er, at udstyret har vanskeligt ved at holde til de barske forhold på havet, og at forkortet levetid derfor underminerer teknologiens konkurrenceevne.²³ Hvis det lykkes at udvikle billige og hårdføre bølgekraftanlæg, kan disse potentielt blive en konkurrent til de fleste VE teknologier og derved sænke de langsigtede elpriser. Bølgekraft kan være velegnet til energiøen.

Der findes således teknologier, som har potentialet til at konkurrere med energiøer, havvind og øvrige VE teknologier om pladsen som hjørnesten i fremtidens elforsyning, også selvom de kun benyttes udenfor Danmark. Fælles for disse teknologier er dog, at der skal ske betydelige teknologiske landvindinger til for, at de kan blive relevante konkurrenter til VE.

De 1000 kr./ton CO₂-fangst svarer til cirka 135 Euro/ton. I appendiks 7.1 (og beregningerne bagved) fremgår det, at en sådan CO₂-omkostning med historiske energipriser ville give brændsels- og kvoteomkostninger på et nyt naturgasfyret kraftværk med på 119 øre/kWh. Derudover skal omkostninger til afskrivninger, drift og vedligehold også dækkes.

7.3 Energiøens enhedsenergiomkostninger

COWI har for Energistyrelsen beregnet energiøens investerings- og driftsomkostninger i flere forskellige størrelser. I figuren herunder vises for 3 GW og 10 GW (svarende til 13,5 og 44,9 TWh/år) energiø, lavet med sænkekasser, en beregning af den resulterende omkostning for produktion og ilandføring af el. En væsentlig del af omkostningen består af renter

¹⁹ ENTSO-E and ENTSOG (2020)

²⁰ 160 USD/MWh svarende til cirka 100 øre/kWh. Entler et al. (2018)

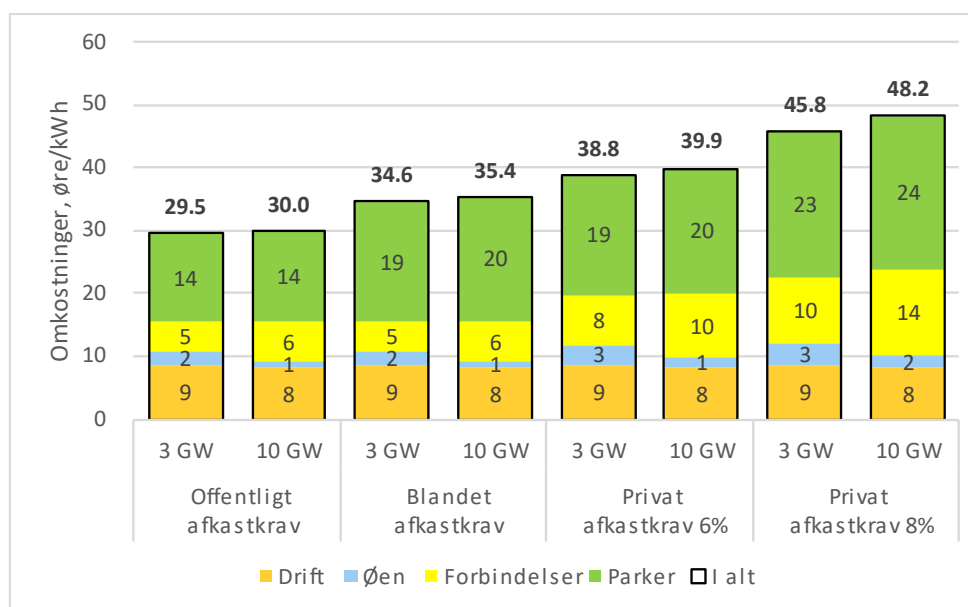
²¹ Energistyrelsen a

²² Klimarådets sekretariat (2020)

²³ Energistyrelsen b

og afdrag på investeringen. Der er beregnet med offentligt afkastkrav (3,5 pct. for de første 35 år og 2,5 pct. for de næste 35 år), privat afkastkrav (6 pct., samt et alternativ på 8 pct.) og blandet (hvor øen og forbindelser til land har offentligt afkastkrav og resten har privat). Havvindparker og kabler derfra til øen udgør over halvdelen af omkostningen, mens resten fortrinsvist udgøres af drift og vedligehold og omkostninger til ilandføring (kabler og jævnstrøms transformatorstationer). Den fysiske ø har en ganske lille andel af omkostningen. COWI forudsætter, at øen og de elektriske installationer og kabler har en levetid på 70 år. Vindmøller har – uden levetidsforlængelser – ifølge Energistyrelsens teknologikatalog en levetid på 25 år. Møllefundamenterne vil formentlig kunne genbruges mindst en gang, så deres levetid er her forudsat at være 50 år. Der er ikke foretaget nogen korrektion for at en udvidelse til 10 GW bygges senere og på grund af faldende etableringsomkostninger for vindmøller kunne tænkes at have mindre omkostninger til etablering af havvindparker. Figuren herunder viser enhedsproduktionsomkostningerne ved de forskellige afkastkrav og de to størrelser af energiøen.

Figur 9 Produktions- og ilandføringsomkostninger afhængigt af afkastkrav, øre/kWh



Kilde: Egne beregninger over data fra COWI, se tabel herunder.

COWI estimerer, at hvis der etableres 1 GW elektrolyse på øen kan der spares 5,3 mia. kr. til 1 GW ilandføring af el. Til gengæld skal øen være lidt større, og der skal etableres rørledninger, tanke og kompressorer til ilandføring brint – det vurderer COWI til en omkostning på 1,7 mia. kr. Forudsætter man, at elektrolysen i alle tilfælde ville være blevet etableret (dvs. på land hvis ikke på øen) vil man altså spare 3,6 mia. kr. per GW, som ilandføres som brint fremfor el.

Tabel 1 COWIs estimater for energiøens omkostninger

		Levetid	3GW S1	3GW S2	10 GW S3
		år	<i>mia. kroner</i>		
Øen	CAPEX i alt		5,6	6,9	10,9
	Energiø 12ha	70	5,3		
	Energiø 18ha	70		6,6	
	Energiø 46ha	70			10,4
	Infrastruktur	30	0,2	0,2	0,3
	Bygninger	30	0,1	0,1	0,2
Havparker	CAPEX i alt		35,3	35,3	123,3
	Vindmøller	25	23,1	23,1	76,8
	Fundamenter	50	8,2	8,2	28,5
	66kV	70	4,0	4,0	12,2
	275kV til	70			5,8
HVDC	CAPEX i alt		17,4	17,4	76,0
	Platf. stationer	70			4,2
	Ø stationer	70	5,5	5,5	18,3
	Sø kabel	70	6,4	6,4	34,4
	Land kabel	70	1,8	1,8	6,9
	Land stationer	70	3,7	3,7	12,2
Hele øen	CAPEX i alt		58,3	59,6	210,2
			<i>mia. kr./år</i>		
OPEX	Elektr. system		1,1	1,1	3,6
	Øvrige		0,1	0,1	0,1

Kilde: COWI (2021).