



Høringsnotat

Offentlig høring af Analysemetoder vedrørende energiernes økonomi og rentabilitet

Kontor/afdeling

Center for Systemanalyse

Dato

7. december 2021

J nr. 2021 – 7021

/MHG

Indhold

Indledning	2
Hørings svar af overordnet karakter, som ikke vedrører en specifik analyseaktivitet	3
Hørings svar vedrørende analyseaktiviteten <i>Langsigtet udbudskurve for havvind i Nordsøen</i>	6
Hørings svar vedrørende analyseaktiviteten <i>Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen</i>	13
Hørings svar vedrørende analyseaktiviteten <i>Cost-benefit-analyser af energiøerne</i>	16

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700

E: ens@ens.dk

www.ens.dk

Indledning

Energistyrelsen offentliggjorde den 19. september 2021 en høring af *Analysemetoder vedrørende energiøernes økonomi og rentabilitet* med henblik på at give eksterne interessenter mulighed for at afgive bemærkninger og stille opklarende spørgsmål inden høringsfristens udløb den 7. oktober 2021.

Energistyrelsen vil gerne takke alle, der har afgivet høringssvar, og for henvisninger til øvrige rapporter, analyser samt andet underbyggende materiale.

Følgende respondenter har afgivet høringssvar:

- Dansk Industri
- Wind Denmark
- Ørsted
- DTU
- Klimarådet
- VindØ Konsortiet

I nærværende notat er de indkomne høringssvar organiseret efter analyseaktivitet og respondent, ligesom Energistrelsens kommentarer til det enkelte høringssvar er angivet efter hvert svar. I en række tilfælde er høringssvarene forkortet af Energistyrelsen. Høringssvarene kan findes i deres fulde længde på hoeringsportalen.dk.

Høringsmaterialet, som har været i offentlig høring, beskriver en første fase af økonomiske analyser, som forudsættes at udgøre fundamentet for de økonomiske vurderinger af energiøernes overordnede rentabilitet, og skal således indgå i beslutningsgrundlaget vedrørende forestående beslutninger om energiøernes realisering. Analyserne vil kunne opdateres og videreudvikles, og yderligere analyser vil kunne tilkomme på længere sigt, i takt med at tid og ressourcer muliggør dette og i takt med at der måtte identificeres behov for belysning af nye aspekter af energiø-projektet.

Skulle høringsnotatet give anledning til yderligere spørgsmål eller kommentarer, er læseren velkommen til at kontakte Energistyrelsen ved Chefkonsulent Mikkel Hauge Mott (mhg@ens.dk).

Hørings svar af overordnet karakter, som ikke vedrører en specifik analyseaktivitet

Afsnit	Hørings svar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
1.01	<p>Klimarådet gør i denne forbindelse opmærksom på, at de oprindelige cost-benefit-analyser, som blev udarbejdet i forbindelse med <i>Klimaaf tale for energi og industri mv. af juni 2020</i> og de følgende til-lægsaftaler, ikke er offentliggjort. En offentliggørelse ville øge åben-heden om rentabiliteten og beregningerne bag estimatet på 210 mia. DKK for de samlede omkostninger.</p> <p>Klimarådet ser som sagt positivt på den øgede åbenhed omkring metoder og forudsætninger, som kvalificerer debatten om energi-øernes rolle og rentabilitet. Derfor ser Klimarådet frem til at følge den kommende proces og opfordrer til, at kommende analyseresul-tater løbende offentliggøres og evt. sendes i høring.</p> <p>Wind Denmark [vil] gerne opfordre til, at man [...] inviterer til et inte-ressentmøde, hvor de metodiske overvejelser og foreløbige resulta-ter præsenteres, og/eller at resultaterne sendes i offentlig høring forud for endelig afslutning og efterfølgende politisk beslutningspro-ces.</p>	Klimarådet, Wind Den- mark	<p>Energistyrelsen er enig i, at åbenhed om metoder og resultater er vig-tigt. Det gælder også i forhold til analyserne af energiøernes økonomi, hvilket høringsprocessen omkring <i>analysemetoder vedrørende energi-øernes økonomi og rentabilitet</i> er et udtryk for. Det bemærkes, at be-regningerne bag estimatet på 210 mia. kr. for de samlede omkostnin-ger fremgår af rapporten <i>Cost benefit analyse og klimaaftryk af ener-giøer i Nordsøen og Østersøen</i>, som er udarbejdet af COWI og offent-liggjort på energiøernes hjemmeside.</p> <p>I forhold til de forestående analyseaktiviteter vil Energistyrelsen så vidt muligt offentliggøre forudsætninger og analysemetoder, samt i en hvis udstrækning resultater. Det må dog forventes, at der vil være nogle analyseresultater vedrørende energiøerne, som ikke vil kunne offentliggøres, fx hvis de indeholder informationer som kan være konkurrenceforvridende eller forvente i væsentlig grad at påvirke udbuds-processerne omkring energiøerne.</p>
1.02	Anlægsudgifternes størrelse taget i betragtning bør det endvidere overvejes, om det kunne være hensigtsmæssigt at teste robusthe-den i de interne ENS-analyser ved at købe en eller flere uvildige analyser fra relevante konsulenthuse, der også skal vurdere projekt- og samfundsøkonomien i energiøprojektet. Det vil tilføre en bredde i beslutningsgrundlaget, som en enkelt model og et ensartet sæt an-tagelser ikke kan levere.	Ørsted	Energistyrelsen er som udgangspunkt enig i, at der kan være fordele ved, at beslutningsgrundlaget suppleres med alternative fremskrivnin-ger/analyser udarbejdet af eksterne leverandører. Eksterne konsulenter inddrages allerede i et væsentligt omfang til kvalificering af forskel-lige aspekter af energiø-projektets økonomi, og der tages løbende stil-ling til, hvorvidt den enkelte opgave løses bedst ved anvendelse af in-terne eller eksterne ressourcer. Dette omfatter også overvejelser om

			den eventuelle brug af eksterne konsulenter til at lave parallelle analyser med henblik på at undersøge robustheden af Energistyrelsens egne resultater.
1.03	Det er således uklart for Wind Denmark, hvilket analytisk arbejde der ligger til grund for, at hensynet til statsligt styret udbygning og opnåelse af statslige indtægter fra havvind, er blevet den styrende politiske målsætning, til fordel for det aftalte princip om markedsdrevet udbygning. Et eksempel på den drejning er baggrunden for den ny og begrænsede ÅD-ordning	Wind Denmark	Det er uden for sigtet med de forventede analyser beskrevet i høringsmaterialet at vurdere alternativer til havvindudbygning baseret på statslige udbud, herunder eventuelle ændringer åben dør-ordningen for havvindmøller.
1.04	Problemet med den nye havvindreform (justering af ÅD-ordningen) er, at staten skaber en kunstig knaphed på vindressourcen og holder udbygningstempoet kunstigt lavt, hvorved elprisen holdes kunstigt høj. Selvom en statsligt styret begrænsning i vindudbygningen måske nok isoleret set er godt for rentabiliteten af de enkelte besluttede vindmølleprojekter, herunder energiøerne, så er det overordnet set til skade for en omkostningseffektiv grøn omstilling og dansk erhvervslivs konkurrenceevne.	Wind Denmark	Det er uden for sigtet med de forventede analyser beskrevet i høringsmaterialet at evaluere åben-dør-ordningen for havvindmøller. Energiøernes effekter (for så vidt angår ændringer i elprisen) på dansk erhvervslivs konkurrenceevne og gevinsten/tab for eksisterende og nye VE-producenter søges kvantificeret via opgørelsen af forbruger- og producentoverskud i cost-benefit analysen.
1.05	I det lys finder Wind Denmark det bemærkelsesværdigt, at det af høringsmaterialet fra Energistyrelsen fremgår for det første, at vindudbygningen ud fra en national- og europæisk samfundsøkonomisk betragtning, ideelt set skal ske på de lokationer, som er mest omkostningseffektive. Med åben dør-reformen og de aktuelle statslige udbudsprojekter har Danmark dog for nuværende fravalgt dette, hvorved en stor havvindressource på billigere lokationer end energiøerne ikke kan udnyttes, idet markedsinitierede åben dør-projekter ikke længere kan sættes op mere end 15 km fra kysten. For det andet antager Energistyrelsen i den centrale metode til at kvalificere rentabilitetsvurderingerne (en langsigtet udbudskurve for havvind), at tempoet og omfanget af udbygning styres af en erhvervsøkonomisk vurdering – dvs. et markedsdrevet udbygningstempo, hvilket står i kontrast til havvindreformen af 2. juni 2021.	Wind Denmark	Analysen af den meget langsigtede havvindudbygning frem mod 2050, må nødvendigvis – pga. både det internationale perspektiv og den meget lange horisont – bero på en række stærkt simplificerende antagelser. En væsentlig antagelse i denne henseende er, at Nordsølandene må forventes at foretage udbygningen frem mod ca. 2050 med udgangspunkt i de økonomisk mest fordelagtige områder og gradvist bevæge sig længere fra kysten og ud på større havdybder. Analysens formål er at give et bud på de langsigtede marginale omkostninger for havvindsudbygningen. Det ligger derfor uden for analysens sigte at vurdere, hvilke reguleringer og initiativer, der vil kunne tilvejebringe den pågældende udbygning i praksis. Energistyrelsen vurderer ikke, at det vil ændre resultatet af den langsigtede analyse afgørende, hvis udbygningen i nogle lande eller perioder ikke sker strengt i den antagne rækkefølge – så længe antagelsen afspejler det overordnede mønster i udbygningen internationalt.

1.06	Fraværet af en samlet sammenhængende havvindanalyse og strategi på området bliver tydelig, når de foreslåede antagelser og anvendte analysemetoder for energiernes økonomi, ikke stemmer overens de valg, der er truffet med justeringen af åben dør-ordningen. Den indgåede politiske aftale underkender så at sige Energistyrelsens metodevalg.		De økonomiske aspekter af energiø-projektet må nødvendigvis vurderes i et meget langsigtet perspektiv – ideelt helt frem til midten af 2060'erne. Ud over aftalen om energiøerne er der ikke indgået politiske aftaler, som vedrører de meget langsigtede rammer for havvindudbygningen. Energistyrelsen finder derfor, at de langsigtede aspekter af energiernes økonomi og rentabilitet belyses bedst ved at tage udgangspunkt i metoder og forudsætninger, der flugter med de klimapolitiske målsætninger i Danmark og Europa og kun i mindre omfang den aktuelle regulering, som udtrykker <i>frozen policy</i> . Energistyrelsen vurderer således ikke, at de trufne metodevalg er i modstrid med indholdet af politiske aftaler.
1.07	Det er også vigtigt at prioritere en grundig analyse af tekniske alternativer, så det offentligt kan diskuteres, om energiøerne samfundsmæssigt er det bedste valg.	Klimarådet	Energistyrelsen er enig i, at det er vigtigt at belyse alternativer til energiøkonceptet i forhold til at udnytte Danmarks havvindressourcer i stor skala. Dette er netop sigtet med screeningsanalysen, som er en del af de forestående analyseaktiviteter.
1.08	Det er samtidig vigtigt at inddrage så mange betydelige aspekter som muligt i de forretnings- og samfundsmæssige analyser. Det vil være hensigtsmæssigt eksempelvis at inddrage miljø-, natur- og ressourcemæssige spørgsmål samt hensyn til grøn erhvervsudvikling og beskæftigelse. Selvom opgaven er defineret som en "analyse af energiernes økonomi", vurderes det stadig relevant at tage ikke-monetære effekter med i disse vurderinger.	Klimarådet	Se bemærkninger under cost-benefit analysen
1.09	Energiøerne udgør et signifikant potentiale i omstillingen mod et lavemissionssamfund i EU. Derfor vil det være relevant, at klimaeffekterne af energiøerne spiller en større rolle i vurderingen af projektet. Dog anerkender Klimarådet, at dette kan være en kompleks opgave med usikre resultater, men det bør tilstræbes at give en overordnet vurdering af klimaeffekten i det danske og europæiske energisystem, særligt i lyset af at <i>Klimaaf tale for energi og industri mv. af juni 2020</i> nævner, at strømmen fra energiøerne kan bidrage til den grønne omstilling af Europa.	Klimarådet	Se bemærkninger under cost-benefit analysen

Hørings svar vedrørende analyseaktiviteten *Langsigtet udbudskurve for havvind i Nordsøen*

Af-snit	Hørings svar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
2.01	<p>The long term development curve is among other things calculated to assess the electricity price which wind developers may be able to receive in the long run. DTU Management suggests, that the methodology should be validated/compared to existing analyses done with Balmorel (e.g. from DTU2, from EA Energy Analysis and Dansk Energi's electricity price outlook) and with BiD from Energinet.</p>	DTU Management	<p>Analysen <i>Langsigtet Udbudskurve for havvind i Nordsøen</i> skal ses som et supplement til fremskrivninger af elprisen fra eksisterende bottom-up modeller (hvor Energistyrelsens bruger RAMSES). Analysen giver derfor et bud på en udviklingen i den havvindvægtede elpris længere ude i fremtiden, end det er hensigtsmæssigt og forudsætningsmæssigt muligt at fremskrive ved brug af RAMSES og lignende modeller.</p> <p>Med det <i>in mente</i> er Energistyrelsen enig i, at metoden skal valideres og sammenlignes med andre analyser på området. Det gælder både ift. resultater og forudsætninger. Så vidt muligt, vil Energistyrelsen gerne holde analysen og metoden op imod fremskrivninger fra Balmorel og BiD.</p>
2.02	<p>It is unclear what is assumed in terms of flexibility in the remaining system, where a system with high flexibility could ensure higher prices for the turbine owners. DTU Management suggests to highlight this - and to analyse scenarios with different levels of flexibility in the surrounding system.</p>	DTU Management	<p>Energistyrelsen er enig i, at varierende grad af fleksibilitet i energisystemet vil have betydning for fremtidens elpriser, herunder variationen i elpriserne på timeniveau. Energistyrelsen mener imidlertid ikke, at dette perspektiv er direkte relevant i denne analyse. Flexibilitet indgår i stedet i Energistyrelsens modellering af energisystemet i CBA-analyserne, hvor særligt driftsmønstre på fleksibelt elforbrug med PtX kan forventes at have betydning for den havvindvægtede elpris.</p> <p>Fokus i nærværende analyse er at give et kvalificeret bud på den langsigtede havvindvægtede elpris ved forskellige niveauer af udbygning, estimeret via en fremskrivning af niveauer for investeringsomkostningerne. Den teoretiske antagelse er, at en havvindsoptiller kun vil etablere nye støttefrie havvindmøller, såfremt opstillerne har en forventning om at kunne få dækket sine omkostninger og afkastkrav opgjort over investeringsens levetid. Dermed vil analysens estimerede langsigtede elpris være udtryk for en forventning til en gennemsnitlig havvindsvægtet elpris på lang sigt. Dette elpris-estimat er udtryk for et strukturelt prisniveau og er alene udledt på baggrund af de estimerede omkostninger. Fokus i analysen er således på, hvilket prisniveau, der vil</p>

			<p>være nødvendigt for, at investeringen vil kunne betale sig, uanfægtet hvordan dette prisniveau skabes. Derfor vil faktorer, der løbende påvirker udbud og efterspørgsel på el – og dermed prisdannelsen – i den enkelte time, ikke være relevante for denne analyse.</p> <p>I forlængelse heraf er det væsentligt at understrege, at resultatet af analysen ikke er en ligevægtsmodel, men en udbudskurve. Det er således ikke med analysen muligt at sige, hvor elmarkedet <i>clearer</i>, men vi kan med kurven give et bud på et havvindvægtet elpris ud fra en ønsket havvindkapacitet i Nordsøen.</p> <p>Den havvindvægtede elpris kan bruges som pejlemærke ift. at vurdere investering i havvindkapacitet over kapaciteternes levetid, herunder energioven i Nordsøen.</p> <p>Energistyrelsen vurderer som nævnt, at betydningen af fleksibilitet i energisystemet mest hensigtsmæssigt indfanges i Cost-Benefit-Analyserne, hvor scenarier med forskellig grad af fleksibilitet vil kunne inddrages og simuleres i detaljerede bottom-up analyser.</p> <p>Hvis der med fleksibilitet, hentydes til markedsmæssig fleksibilitet (ex. Mesh Grid, forbindelser til andre lande, forskellige energiprodukter etc.), bliver aspekter heraf analyseret i <i>Screening af mulige koncepter til Langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen</i>.</p>
2.03	It is unclear how climate change is taken into account - e.g. in terms of more extreme weather conditions and rising sea levels, which could affect the future costs and production of offshore wind. DTU Management suggests a thorough assessment of these aspects to be included.	DTU Management	Energistyrelsen er enig i, at klimaforandringer kan have en betydning for fremtidige omkostninger og produktion ift. havvind. Det er dog usikkerhedsfaktorer, som er svære at kvalificere i dette simple model-setup. Energistyrelsen vil dog gerne se på mulighederne for at beskrive de mulige konsekvenser, som klimaforandringer kan have på havvinds LCoE.
2.04	Many relevant factors are mentioned that should be considered for the long-term electricity price projections. One of these is VRE3 expansion and availability of other	DTU Management	Energistyrelsen er enig i, at CO2-priser og naturgaspriser fortsat vil have en betydning for elprisen, indtil energisystemet er klimaneutralt. Energistyrelsen mener dog, at det ligger uden for <i>scope</i> at inddrage disse faktorer, da fokus er på Havvinds LCoE (se pkt. 2.02).

	supply capacities. Two more price-driving factors should be added: CO2 prices and natural gas prices. These two price drivers will continue playing an important role until we have only carbon-neutral supply left in the energy system.		CO2-priser og naturgaspriser inddrages derimod i Cost-Benefit-Analysen (CBA). Denne analyse skal ses som et supplement til CBA.
2.05	We support the idea considering the North Sea area's production and cost estimates for offshore wind, which will have a strong influence on electricity prices. However, DTU Management suggests a more comprehensive view of European electricity production, as PV-electricity and PV-based hydrogen from the south of Europe will have a similar impact on prices as North Sea wind power. Furthermore, a global market for green hydrogen and synthetic fuels are expected to develop over the next decades, affecting the prices of these fuels and in turn electricity prices and the price for hydrogen from the North Sea. These aspects are also suggested for inclusion in the assessment.	DTU Management	Energistyrelsen henviser til kommentar 3.04. Energistyrelsen er enig i, at udbygning med solceller og at fremtidens marked for grøn hydrogen og syntetiske brændstoffer vil have betydning for prisdannelsen på fremtidens elmarked. Energistyrelsen mener dog, at det ligger uden for denne analyses koncept og metode at inddrage disse faktorer, da fokus er på Havvinds LCoE (se pkt. 2.02). Betydningen af den øvrige VE-udbygning og brintmarkedet indfages derimod i Cost-Benefit-Analysen (CBA). Denne analyse skal ses som et supplement til CBA'en.
2.06	Furthermore, to evaluate the profitability of the energy islands, it might not be sufficient to project the annual average of electricity prices, but the inner-yearly distribution (hourly development) and especially their correlation with wind power generation within a future year. This is because the produced wind power must be sold on wholesale electricity markets on an hourly basis or at least its value must be determined based on this resolution. Hence, DTU Management suggests that the longterm projections need to be combined with econometric or other statistical models to capture the inner-yearly price dynamics. Although all of this additional work cannot be done in the analyses of fall 2021, they may be considered during further analyses.	DTU Management	Energistyrelsen er enig i, at prisdannelsen på timeniveau er relevant at analysere, men at dette ligger uden for denne analyses koncept og metode og i stedet inddrages i Cost-Benefit-Analyserne (se også pkt. 3.02).
2.07	DEA elaborates on the long-term equilibrium and price formation, resulting from the economic theory. The related LCoE might be sufficient to build the wind supply curve in tenders, but other components of the energy islands, such as PtGtP that might ensure generation adequacy, may need capacity payments/market prices to reduce full	DTU Management	Energistyrelsen er enig i relevansen af de nævnte faktorer, om end de i høj grad vurderes at knytte sig til spørgsmålet om, hvordan elpriserne i praksis vil dannes i fremtiden, hvilket ligger uden for denne analyses koncept og metode (se pkt. 2.02.).

	<p>exposure to price risk that in turn may cause project financing issues. Finally, although there are studies on cost estimates for PtX6 technologies or LCoEs, a learning curve based approach can deliver more accurate estimates for possible cost reductions.</p>		<p>Betydningen af forskellige risikoniveauer bør kunne indfanges i en følsomhedsvurdering af et varierende afkastkrav.</p> <p>Energistyrelsen vil gerne se nærmere på eventuelle fordele og ulemper ved at anvende et læringskurve-baseret tilgang i fremskrivningen af omkostningsniveauer.</p>
2.08	<p>Det ønskede output af analysen om den langsigtede udbudskurve for havvind er at finde LCoE på havvind, som antages at kunne fungere som elpris-proxy. Prisen (el-pris-proxyen) gives af mængden.</p> <p><u>Mængdeaspekter:</u> Mængden af havvind, der vil blive bygget via en markedsdrevet udbygning, vil afhænge af, hvor store mængder billigere grøn strøm, der er til rådighed. Udfordringen ved udelukkende at fokusere på mængden af havvind er, at den ikke kan vurderes isoleret, da den også vil være afhængig af, hvor store mængder anden billig VE, der er til rådighed længere nede af udbudskurven. En kurve, der derfor ret beset ikke bør være en havvindudbudskurve, men en VE-el-udbudskurve.</p>	Wind Denmark	<p>Energistyrelsens ønskede output af analysen er et kvalificeret bud på en langsigtet havvindvægtet elpris. Dette tilstræbes gjort ved at konstruere langsigtede udbudskurver, hvor det antages, at havvind bliver udbudt til de langsigtede gennemsnitlige omkostninger, givet ved LCoE (jf. økonomisk teori).</p> <p>Energistyrelsen er enig i, at mængden af opstillet havvind i praksis også vil være afhængig af, hvor store mulighederne er for at lave billigere grøn strøm, samt strømbehovet langt ude i fremtiden. Hvis det er muligt at dække behovet med billigere VE-kilder, bliver der ikke opstillet havvind. Det antages dog implicit i denne analyse, at udbygning af havvind i Nordsøen er nødvendig for at kunne dække Europas strømbehov i fremtiden, hvis målene om klimaneutralitet skal nås. I den givne situation behøver man derfor ikke en VE-el-udbudskurve, for at give et bud på den havvindvægtede elpris.</p>
2.09	<p>Det forudsættes, at udbudskurven for havvind drives af en markedsdrevet udbygning. Som nævnt tidligere er det en antagelse, som pt ikke er opfyldt i Danmark såvel som flere nabolande. Herudover må det rimeligvis også antages at gøre sig gældende for udbygningen af onshore VE, hvor der vil være en stor mængde billigere VE i Danmark og nabolande, som vil forskubbe udbudskurven for havvind. Hvis vi er i et scenarier, hvor havvind langt uden i Nordsøen med sin LCoE bliver prissættende på elmarkedet, så må det antages, at store VE-ressourcer tættere på land og på land også vil blive rentable og blive udbygget meget mere, end der ligger i antagelserne for Danmark og omverdenen i CBA'en (RAMSES med AF21-antagelser til 2040). Mængden af tilgængelig onshore VE må antages at øges med øgede elpris/indtjeningsforventninger, til trods for at de aktuelle politiske vilkår i Danmark og en række nabolande ser udfordrende ud, nøjagtigt som antagelsen om muligheden for markedsdrevet udbygning for havvind. Hvis Energistyrelsen vil lægge en mere 'politisk'</p>	Wind Denmark	<p>Energistyrelsen gør opmærksom på, at det er fremhævet i høringsnotatet, at den valgte tilgang bygger på antagelser om bl.a. fravær af statsstøtte og vel fungerende konkurrence, og at ingen af disse antagelse vurderes fuldt opfyldt i praksis i dag. Omvendt er antagelserne heller ikke så fjerne fra virkeligheden, at analysen ikke vil kunne bibringe relevante perspektiver, særligt ikke ud fra en forudsætning om, at der opstilles væsentlige mængder havvind i Nordsøen på lang sigt.</p> <p>Derudover mener Energistyrelsen, at det er vigtigt at skelne mellem udbudskurver som helhed og ligevægtsprisen. Mængden af billigere VE vil ikke forskubbe udbudskurven for havvind, da den står for sig selv, idet denne alene knytter sig til opstillingen af havvind. Det er dog rigtigt, at hvis man konstruerer en samlet udbudskurve for el, og medtager efterspørgslen, da vil mængden af billigere VE have betydning for, hvor markedet clearer (jf. figur 1 i høringsmaterialet).</p>

	antagelse ned over onshore VE, som begrænser udbygningsmængden, må man begrunde, hvorfor man benytter en sådan sondring i antagelserne mellem hav og land.		Med det <i>in mente</i> er Energistyrelsen enig i, at man skal have antagelser for efterspurgt mængde havvind, for at finde ud hvor på havvindudbudskurven – og dermed på hvilket niveau for langsigtede havvindsvægtede elpriser – man ender, og antagelser/forudsætninger herom, vil derfor være centrale for analysens resultater. Energistyrelsen lægger op til at tage udgangspunkt i EU-kommissionens udmelding om 300 GW i Europa, hvoraf en væsentlig del må forventes opstillet i Nordsøen, men der vil også blive udarbejdet følsomhedsvurderinger vedrørende en varierende efterspørgsel på havvind.
2.10	Et andet eksempel på denne mulige påvirkning af mængderne på udbudskurven er de nyligt omtalte planer om at ilandføre godt 10 GW onshore vind og sol fra Marokko til UK i angivet konkurrence med britisk havvind i CfD-udbudsrunderne. Uden at forholde os til realiserbarheden og konkurrencedygtigheden af Xlinks-projektet er det et illustrativt eksempel på de metodiske svagheder, der er ved alene at begrænse sig til at se på en udbudskurve for havvind i Nordsøen.	Wind Denmark	Energistyrelsen er enig i de usikkerheder, der knytter sig til, hvilken samlet VE-forsyning, Europa rent faktisk vil stå med i 2050. Energistyrelsen fastholder dog analysens relevans som et supplement til Cost-Benefit-Analysen og en delanalyse til vurdering af energiernes rentabilitet. Analysens fokus på udbygningsmulighederne i Nordsøen skyldes, at Nordsøen rummer store arealer med forholdsvis lave havdybder og gode vindforhold. Derfor vurderes det realistisk, at der frem mod et klimaneutralt Europa vil blive udbygget væsentlige mængder havvind på dette areal. Den langsigtede udbudskurve for havvind i Nordsøen vil derfor være et værdifuldt input til vurderingen af energiernes rentabilitet. Særligt for så vidt angår Energiøen i Nordsøen, som også er den energiø, der har det største perspektiv for stor-skala udbygning af havvind.
2.11	I forlængelse heraf er det heller ikke klart, hvorfor Energistyrelsen vurderer, at el-pris-proxyen ikke også vil være betinget af LCoE/udbudskurver for andre havområder og i særdeleshed Østersøen. WindDenmark anbefaler derfor, at analyserne som minimum bør afspejle konsekvenserne af en VE-el udbudskurve – som minimum i en slags følsomhedsanalyse.	Wind Denmark	Energistyrelsen gør opmærksom på, at udbygningsmuligheder i højere grad er begrænsede, og at forholdene er mindre optimale i Østersøen, sammenlignet med Nordsøen. Derfor vurderer Energistyrelsen, at en meget stor del af den samlede europæiske havvindsudbygning vil finde sted i Nordsøen, hvilket også harmonerer med vurderingerne fra andre aktører. Derfor lægges fokus på Nordsøen i første udgave af analysen. Energistyrelsen vil undersøge, hvorvidt en udvidelse af analysen til også at omfatte flere havarealer vil være muligt og nyttigt i eventuelle opdateringer af analysen.
2.12	Udbudskurver vises som stigende som en funktion af pris og mængde. Det anføres korrekt, at udbudskurven vil skifte over tid. Men det er uklart, hvordan analysen, som jo skal belyse en langsigtet udvikling 40 år frem, vil reflektere dette. Den indirekte forventning til elprisudviklingen som udbudskurven skal resultere i bør afspejle, at udbudskurven ændrer sig over tid. Hvis tid, og ikke blot pris og mængde, tages med i betragtning, er det spørgsmålet om ikke man	Wind Denmark	Energistyrelsen takker først og fremmest for vedhæftede figur, og vil undersøge studiet nærmere. Ift. til kommentaren vedr. tidsaspektet indgår det i Energistyrelsens analysebeskrivelse, at udbudskurverne vil blive simuleret for en række nedslagsår (2030, 2040 og 2050).

	<p>over tid må forvente at se en faldende teknologipris hvis fald overstiger det opadgående pres på LCoE fra gradvist dyrere placeringer. I så fald er det spørgsmålet, om ikke man vil kunne forvente at se en udbudskurve og en deraf afledt elpris-proxy, der er faldende over tid. Som det ses på nedenstående billede fra ETIPWind4, forventes der store omkostningsreduktioner for flydevind i fremtiden, om end flydevind fortsat forventes at være dyrere end bundfæstet havvind. Det kan dog ikke udelukkes, at omkostningsreduktioner går hurtigere som følge af teknologiske gennembrud eller læringskurve-effekter som følge af hurtigere udbygning.</p> <p>Wind Denmark opfordrer derfor til, at Energistyrelsens analysearbejde reflekterer, hvilken betydning omkostningsreduktioner for flydevind kan have på udbuds-kurven. Det skal selvfølgelig ikke ses i en national kontekst, men ud fra at en sådan udvikling vil gøre et større havareal mere økonomisk tilgængeligt.</p>		<p>Energistyrelsen er enig i, at man kan forvente en faldende teknologipris som agerer modsat det opadgående pres på LCoE fra gradvist dyrere placeringer. Spørgsmålet er, hvilken effekt der er størst, hvilket analysen også vil kaste lys over.</p> <p>Energistyrelsen er enige i, at antagelser om konkurrencedygtige flydende fundamentet vil kunne påvirke analysens resultater. Energistyrelsen har dog ikke kunne finde detaljerede omkostningsestimater for flydende havvind. Hvis WindDenmark har kendskab til sådanne omkostningsestimater, som kan deles med Energistyrelsen, vil vi meget gerne se på mulighederne for at inddrage disse i analysen.</p>
2.13	<p>Effekt af forbrugets karakter: Effekten af mængde på pris antages at komme fra en antagelse om LCoE = langsigtet elpris. Men mængden af VE kan have forskellige effekter på elmarkedsprisen afhængig af forbrugets karakter (fleksibelt forbrug, herunder lagring og konvertering) og de tekniske og dimensioneringsmæssige koncepter ('indfødningzoner' med egenproduktionsmodeller). I det lys finder Wind Denmark det ærgerligt, at der angives ikke at være truffet beslutning om metode 3 og 4 på notatets side 3.</p>	Wind Denmark	<p>Energistyrelsen pointerer, at det i høringsmaterialet antages, at den langsigtede havvindvægtede elpris/afregningspris vil fluktuere omkring havvindens LCoE (som derfor kan bruges til at skabe en langsigtet udbudskurve for havvind). Det fremgår også af høringsmaterialet, at man ikke uden yderligere antagelser kan bestemme, hvor på udbudskurven markedet ender op i bestemte år, fordi der ikke tages højde for andre produktionsteknologier og efterspørgsel, men udelukkende ses på udbudskurven for havvind (se evt. også svar til pkt. 3.02).</p> <p>Hvis WindDenmark ligger inde med detaljerede analyser af det fremtidige forbrugs karakter (med estimater og fremskrivninger for fleksibelt forbrug), modtages disse meget gerne til brug og perspektivering i Cost-Benefit Analysen.</p>
2.14	<p><i>LCoE bør suppleres med scenarier</i> I tillæg til de førnævnte følsomhedsvurderinger på forbrugsudvikling og produktionskapacitetsudvikling bør Energistyrelsen også udarbejde nogle følsomhedsvurderinger på LCoE'en fx site availability, forskellige scenarier for den teknologiske udvikling og WACC. Sidstnævnte er fx særligt påvirket af, om der antages fortsat at eksistere</p>	Ørsted	<p>Energistyrelsen er enige og vil se ind i mulighederne for at indarbejde de fremlagte pointer i følsomhedsvurderingerne.</p>

	risikodelende ordninger som CfD. Dermed vil et estimat på et fremtidigt niveau for LCoE'en også være omgærdet af en vis usikkerhed.		
2.15	<p><i>Det giver god mening at regne på scenarier, hvor elprisen er over og under LCoE'en</i></p> <p>Naturligvis skal resultaterne, der baseres på analyserne, hvori man anvender LCoE'en som rettesnor for elpriserne, tolkes i lyset af, at virkelighedens priser nok vil fluktuere omkring prisniveauet angivet af LCoE'en, da der i perioder vil være enten overudbygning eller underudbygning af havvind (og andre teknologier) i forhold til elforbrug. Hertil kommer langvarige effekter af udbudschok som fx de nuværende gaspriser og efterspørgselschok som finanskrise og coronapandamien. Endelig er det sandsynligt, at investeringsbeslutninger også drives af andre faktorer end alene elpris. Det er derfor ikke givet, at det faktiske niveau for elpriser vil ligge på niveauet angivet af LCoE'en. Derfor giver det også god mening, at Energistyrelsen vil se på prisniveauer, som afviger fra LCoE'en.</p>	Ørsted	<p>Energistyrelsen er enige, men understreger, at det ikke er analysens formål at se på prisniveauer som afviger fra LCoE'en. Denne analyse består i at udregne LCoE-niveauer i Nordsøen, fordi vi vurderer, at LCoE'en for havvind vil være en god rettesnor for <u>den langsigtede havvindvægtede elpris</u>.</p> <p>Investors risikopræmie i relation til udbuds- og efterspørgselschok må antages at være indeholdt i det afkastkrav, der er indregnet i den estimerede LCoE.</p> <p>Energistyrelsen anerkender, at det i praksis er muligt, at investeringsbeslutninger også vil kunne drives af andre faktorer end elprisen alene, men vi vurderer dog, at det tungest vejende hensyn fra en investors perspektiv må være udsigten til, om man forventer at kunne få dækket sine omkostninger og afkastkrav.</p> <p>Energistyrelsen vil gerne kigge nærmere på de eventuelle muligheder og perspektiver i at analysere på elpriser, der ligger over eller under LCoE, men i udgangspunktet vurderes det ikke at være en central analyse. I stedet vil Energistyrelsen være varsom i tolkningerne af, hvordan resultaterne fra denne analyse kobles med Cost-Benefit-Analyserne.</p>

Hørings svar vedrørende analyseaktiviteten *Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen*

Afsnit	Hørings svar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
3.01	<i>Det fremgår dog ikke klart, om screeningsarbejdet udelukkende fokuserer på konfigurationen eller også selve de komponenter, der anvendes. Ved det skal forstås, at nybrud som f.eks. superkonduktorer kan ændre tilgangen til elinfrastruktur, adgangen til f.eks. sand kan få konsekvenser for skaleringen af energioer, eller hvis nogen vælger at konstruerer deres energioer som platforme, hvilket f.eks. Holland umiddelbart har valgt som mest farbare vej.</i>	Wind Denmark	Energistyrelsen vil i udarbejdelsen af <i>Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen</i> hovedsageligt fokusere på overordnede konfigurationer af infrastruktur til udnyttelse af strøm produceret fra havvindmølleparker i Nordsøen. Derfor vil analysen også inkludere en beskrivelse af, hvilke komponenter (fx HVAC vs HVDC) eller anden form for infrastruktur som vil være nødvendige for at konstruere de givne konfigurationer og opnå diverse fordele og ulemper forbundet med et koncept. Derudover skal det bemærkes, at analysen vil tage udgangspunkt i et dansk perspektiv. Det vil sige, at andre landes valg af konstruktioner/koncepter eller den nødvendige mængde af sand til den samlede byggebranche ikke vurderes direkte i analysen. I stedet vil koncepterne blive vurderet på deres fleksibilitet i forhold til at kunne integreres i andre typer infrastruktur (fx i andre lande), og deres tekniske, økonomiske og ressourcemæssige realiserbarhed.
3.02	<i>Det ville desuden være nyttigt, hvis hybridkoncepter indgik i dokumentet. Eksempler kan være klassisk eloverførsel via kabler kombineret med PtX i vindmøllen, energioen og/eller på land via indfødningszoner. Ved det skal forstås, at hvis betalingsvilligheden for PtX-produkter kommer op i et økonomisk bæredygtigt leje, vil det potentielt kunne få en enorm effekt på udbudskurven, via det hedge som PtX kan udgøre, ligesom det vil kunne optimere kapaciteten på ilandføringskablerne. Det er derfor vigtigt, at Energistyrelsen også indfanger sådanne koncepter, da det kan sænke LCoE, påvirke udbudskurven såvel som optimere tilslutningskapaciteten og dermed også omkostninger til det bagvedliggende kollektive net.</i>	Wind Denmark	Energistyrelsen er enig i, at hybridkoncepter er relevante at medtage i screeningen, bl.a. jf. det mulige sammenspil mellem PtX og havvind i Nordsøen. I arbejdet frem mod den endelige analyse vil forskellige hybridkoncepter blive analyseret og deres relevans vurderet. De endelige analyserede koncepter forventes derfor både at inkludere rene koncepter og hybridkoncepter, forudsat at koncepternes fordele og ulemper meningsfuldt kan sammenlignes.
3.03	When constructing energy islands it is important to ensure that only the necessary infrastructure is built. It is unclear	DTU Management	Energistyrelsen er enig i, at det er en forudsætning for sammenligning af koncepter, at det ikke i set cenarie antages, at der bygges mere infrastruktur,

	how the potential double infrastructure from electricity transmission and hydrogen transmission will be analysed.		end hvad der reelt vil være nødvendigt. Dette vil være et opmærksomhedspunkt i fastlæggelsen af de analytiske forudsætninger bag hvert af de koncepter, som inddrages i analysen. Dette vil være særligt relevant i belystningen af hybridkoncepter, at det ikke forudsættes, at der etableres både hydrogenrør og elkabler svarende til fuld produktion fra de opstillede havvindmøllerne, men at der antages en mere afbalanceret vægtning.
3.04	It is not clear what results the screening of potential concepts for energy infrastructure will entail. Will it be qualitative or quantitative? A pure qualitative approach will make it impossible to include the different concepts in a cost-benefit analysis. Thus, DTU Management recommends to look into existing literature to assess costs of these concepts and do quantitative analyses, as e.g. offshore hubs or meshed offshore grids may provide lower costs than energy islands.	DTU Management	Analysen forventes at omfatte både kvalitative og kvantitative vurderinger af gevinster og omkostninger. Eksempelvis vil elementer som kan værdiansættes (fx transmissionskapacitet, ø-design) i videst mulig omfang kvantificeres. Det skal dog bemærkes, at der vil være en betydelig usikkerhed forbundet med at fremskrive det danske og nordeuropæiske energisystem frem mod 2050, hvorfor resultaterne i nogen grad vil være af overordnet karakter. Der lægges på nuværende tidspunkt op til en multi-kriterie analyse for at omfavne både kvalitative og kvantitative vurderinger.
3.05	There is an imperative need to address the isolated economic benefits and cost of the physical energy island in the North Sea. DTU Management suggests an alternative baseline scenario – an equal amount of offshore expansion but with a more simple installation that can distribute the generated electricity to the relevant foreign market as in the energy island scenario. In this setup there will be no hydrogen or other energy production on the “small island”, all these facilities are located at the harbours onshore.”	DTU Management	Energistyrelsen er enig i, at det er vigtigt at estimere de isolerede økonomiske effekter forbundet med energiø-designet. Dette behov vurderes afdækket via de planlagte Cost-Benefit-Analyser. Screeningsanalysen har ikke til formål at vurdere og analysere den specifikke konfiguration af energiø-design, men nærmere om selve energiø-konceptet er en hensigtsmæssig udbygningsstrategi for en storskala udbygning af havvind i den danske del af Nordsøen. DTU Managements forslag til en alternativ analysemetode vurderes at stemme ganske godt overens med Energistyrelsens planlagte Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen, dog med den forskel, at vi også ønsker at belyse koncepter indeholdende PtX-produktion.
3.06	I notatet “screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen” beskrives på et meget overordnet plan fem infrastrukturkoncepter som vil indgå i delanalysen, som vil bestå af en “kvalitativ beskrivelse af de mulige koncepter for infrastruktur [...]”. Ørsted mener at denne analyse bør indgå som et centralt element i cost-effectiveness-analysen, da det er i sammenhold af forskellige infrastruktur-løsninger for at tilslutte og integrere en given mængde havvind, at fordelene ved energiøerne kan belyses. Afgørende for en retvisende sammenligning af koncepter er, at ikke kun	Ørsted	Angående udarbejdelsen af cost-effectiveness-analyser henvises der til særskilte bemærkninger herom (se pkt. 4.05). Energistyrelsen er enig i, at en af de centrale gevinster ved at bygge energiøerne ligger i det langsigtede perspektiv for storskala udbygning i Nordsøen. Der vurderes imidlertid at være en indlejret udfordring heri, idet en storskala udbygning af havvind i Nordsøen vil have så lang en tidshorisont og være så stor en ændring af det europæiske energisystem, at det vil være omfattet af så store usikkerheder, at en cost-benefit-/cost-effectiveness-analyse heraf vurderes at ville have en yderst begrænset anvendelighed.

	tilslutningen af en vis mængde havvind (fx radiale vs. gennem energitår) men også integrationen af denne mængde havvind (fx gennem flere udlandsforbindelser og intelligent placering af brintproduktion), indgår i scenarierne.		Det er på denne baggrund, at Energistyrelsen vil gennemføre denne screening af koncepter, hvor forskellige tekniske strategier for storskala havvind analyseres som koncepter og ikke som egentlige businesscases, mens vægten lægges på konceptuelle fordele og ulemper, omkostningsniveauer mv. Energistyrelsen er enig i, at en meningsfuld sammenligning af koncepter tilskriver, at alle relevante og væsentlige parametre inddrages, herunder mulighederne for systemintegration.
3.07	For at kunne indgå i cost-effectiveness-analysen bør analysen lægge op til et højere detaljeringsniveau (fx opstiller PROMOTioN en detaljeret metode til sammenligning af relevante alternativer) Bl.a. bør der evalueres flere forskellige koncepter for et Meshed Offshore Grid (fx sammenlignes i PROMOTioN tre koncepter for et MOG), cluster af havvindparker som ilandføres med én nettilslutning, samt havvind på dansk territorie som direkte tilsluttes til et andet land.		Angående udarbejdelsen af cost-effectiveness-analyser henvises der til særskilte bemærkninger herom (se pkt. 4.05). Energistyrelsen vil tilstræbe den højeste mulige detaljegrade i analysen, ligesom flere forskellige scenarier for et givent koncept vil kunne styrke robustheden i analysens resultater. Sådanne udvidelser af analysen vil dog i praksis skulle ske på baggrund af en afvejning af den faktiske nytteværdi, særligt i lyset af de meget store usikkerheder, der uundgåeligt vil knytte sig til de analytiske antagelser om realiseringen af det pågældende projekt. Fx forventes der i analysen af koncepter at indgå komponenter og teknisk udstyr, som endnu er uafprøvet i kommerciel skala og sammenhæng, hvorfor der er et trade-off mellem høj detaljeringsgrad og øget usikkerhed i analyseresultaterne. Det vil også kunne skabe en underliggende bias, hvis forskellige koncepter analyseres på baggrund af forskellige detaljeringsniveauer.
3.08	Endelig er det ikke klart, hvilken kategori energi Bornholm tilhører, idet det jo her kunne være oplagt at anvende Bornholm som energitår.		Energitår i Østersøen er ikke en del af screeningsanalysen, idet fokus er at undersøge og belyse en varig og robust infrastruktur på længere sigt med udgangspunkt i Nordsøen givet det store havvindspotentiale i dette område.

Hørings svar vedrørende analyseaktiviteten *Cost-benefit-analyser af energierne*

Afsnit	Hørings svar	Afsender	Energistyrelsens kommentar
4.01	<p>VindØ Konsortiet er enige i de udfordringer, Energistyrelsen oplister i dokumentet <i>"Forventede analyseaktiviteter vedrørende energierne økonomi"</i>, herunder at:</p> <ul style="list-style-type: none"> De tidligere Cost-Benefit analyser tager et snævert afsæt i de umiddelbare økonomiske konsekvenser ved energio-projektet sammenlignet med en reference som må anses for værende urealistisk givet politiske klimamål (reduktion af drivhusgasudledninger med 70% i 2030 og klimaneutralitet i 2050) Energioen er så omfattende et projekt, at det ikke kan karakteriseres som en marginal ændring af elsystemet <p>Begge disse udfordringer kan adresseres ved et valg af relevant referencescenarie, eller ved at benytte en Cost-Effectiveness tilgang, som beskrevet nedenfor.</p>	VindØ Konsortiet	<p>Valget af baseline påvirker resultatet. Men baseline casen skal vælges ud fra en betragtning om, hvilken information der er behov for i forhold til en politisk beslutningsproces. Her er det kutyme, at vise gevinster og omkostninger i forhold til, at der ikke tages en beslutning, dvs. business as usual.</p> <p>Da måden til at opfylde de politiske klimamål ikke er fastlagt, er det ikke oplagt, hvilken baseline der skal vælges, i stedet for en frozen policy betragtning. Desuden bidrager VE-udbygning efter 2030 kun med en meget lille direkte CO₂-effekt, da elforsyningen til den tid i forvejen for en meget stor del udgøres af VE.</p> <p>Energistyrelsen er enig i, at en storskala udbygning af havvind ikke kan betragtes som en marginal ændring af elsystemet. Af den grund foretages <i>Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen</i>.</p> <p>Se senere svar på problemstillingen vedrørende CEA i forhold til CBA (pkt. 4.05)</p>
4.02	<p>CO₂-prisen i CBA</p> <p>Ved at opstille et referencescenarie, som ikke forholder sig til politisk målopfyldelse, kommer resultater af en Cost-Benefit analyse af energioen til både at dække over, a) hvorvidt den grønne omstilling i sig selv er samfundsøkonomisk meningsfuld samt b) hvorvidt storskala havvind er blandt løsningerne på den nødvendige VE-udbygning i Danmark og EU, hvis Paris-aftalens mål skal nås. Det første spørgsmål hænger sammen med prisen på CO₂. Hvis CO₂-prisen i referencescenariet ikke er tilstrækkelig høj, vil el baseret på fossil elproduktion være billigere end grøn strøm, og derved opstår der et samfundsøkonomisk tab. Men dette tab fremkommer alene, fordi CO₂-prisen ikke afspejler den fulde eksternalitet ved emissionerne. Beregninger</p>	VindØ Konsortiet	<p>Energistyrelsen er enig i problematikken, men vurderer ikke, at en teoretisk ændring af CO₂-prisen vil bidrage til bedre resultater. Da måden til at opfylde de politiske klimamål ikke er fastlagt, er det ikke oplagt, hvilken baseline der skal vælges, i stedet for en frozen policy betragtning. Ændrede antagelser om CO₂-prisen er blot én mulig reduktionssti for Danmark og Europa.</p> <p>Det er rigtigt, at CO₂-prisen påvirker elprisen og dermed både samfunds- og projektøkonomien for energierne. Som det er nu, er elsektoren kun underlagt EU's kvotesystem og ikke yderligere CO₂-afgifter, ligesom der ikke er nogen konkrete planer for implementering af CO₂-afgifter for den danske elsektor.</p>

	fra bl.a. Klimarådet viser, at CO ₂ -prisen skal være markant højere end i dag for at afspejle den sande omkostning, og dermed vil grøn el strukturelt set være billigere for samfundet end fossilbaseret el.		For de scenarier, der tager udgangspunkt i ENTO-E's National Trend scenario, vil ENS tage udgangspunkt i udmeldte tiltag. Indtil videre vil ENS derfor bruge FM's fremskrivning af CO ₂ -kvoteprisen som basis i analyserne. Skulle der indføres tiltag, der øger CO ₂ -prisen for elforsyningen, vil dette skulle afspejles i analyserne.
4.03	Kun havvind kan udbygges i den fornødne skala Den anden del af spørgsmålet relaterer sig til forskellige metoder, hvorpå den vedvarende energi kan udbygges. De væsentligste alternativer er grundlæggende havvind, landvind og sol. Selvom landvind og sol i mange situationer er billigst målt på levelised costs of electricity (LCoE), har begge teknologier en grundlæggende udfordring i forhold til pladskrav, miljøpåvirkning og Not In My Back Yard (NIMBY) problematikker, især når de skal op i den nødvendige skala for at kunne levere den nødvendige og meget omfattende grønne elektrificering (direkte og indirekte via PtX) af samfundet. Her kan alene havvind levere den fornødne skala. Givet denne præmis, bliver det relevante spørgsmål, hvordan havvind i fremtiden kan udbygges og skaleres mest omkostningseffektivt. Her ligger der allerede analyser og dokumentation (bl.a. fra COWI) af en energiø ift. alternative udbygningsmodeller.	VindØ Konsortiet	Energistyrelsen forventer, at der stadigvæk vil være en vis udbygning med VE på land, men at en storskala udbygning med VE vil nødvendiggøre udnyttelse af arealer på hav. Spørgsmålet om, hvordan havvind i fremtiden kan udbygges og skaleres mest omkostningseffektivt behandles i <i>Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen</i> .
4.04	På denne baggrund anbefaler VindØ konsortiet, at en Cost-Benefit analyse: 1) baseres på et reference som enten forholder sig eksplicit til en målopfyldelse af de politisk besluttede reduktionsmål, eller som 2) inkluderer en pris på CO ₂ som reflekterer den fulde eksternalitet, og som 3) bygger videre på allerede foretagne analyser af forskellige tilgange til udbygning af storskala havvind	VindØ Konsortiet	<ol style="list-style-type: none"> 1) Se svar på problemstillingen vedrørende CEA i forhold til CBA (pkt. 4.05). 2) ENS vil overveje at lave følsomhedsanalyser med forskellige CO₂-priser. Der forventes dog ikke den store effekt, da energioerne ikke medfører en stor direkte reduktion af CO₂-udledningerne, da elforsyningssystemet til den tid overvejende vil være baseret på VE. 3) Energistyrelsen bestræber sig på, at medtage de seneste data til analyserne.
4.05	CEA i stedet for CBA	VindØ Konsortiet	Det er af flere grunde svært at lave en CEA, idet der ikke kan fastsættes et entydig målsætning, som energioerne er forudsat at indfri:

	<p>VindØ Konsortiet bemærker, at et alternativ til en modificeret Cost-Benefit analyse kan være en Cost-Effectiveness-analyse. Det skyldes, at en Cost-Effectiveness-analyse har til formål at analysere, hvordan et givet mål (i dette konkrete tilfælde 2030- og 2050-målene) opnås til den lavest mulige samfundsøkonomiske omkostning. Dette understøttes af Finansministeriets <i>Vejledning i Samfundsøkonomiske Konsekvensvurderinger (August 2017)</i>, hvori det fremgår:</p> <p><i>"I en cost-effectiveness-analyse betragtes tiltagets effekt (fx kan effekten være den ønskede mængde af CO₂, der ønskes reduceret) og sættes i forhold til tiltagets nettoomkostninger (eksklusiv værdien af tiltagets effekt). Det gør cost-effectiveness-analysen velegnet i de tilfælde, hvor det er besluttet at gennemføre et på forhånd fastlagt mål. Her kan analysen hjælpe til at finde den mest omkostningseffektive vej til at indfri målet. Cost-effectiveness-analysen kan også anvendes, når det ikke er muligt at værdisætte en væsentlig del af initiativets konsekvenser (primært fordele) i en kroneværdi"</i>.</p> <p>VindØ Konsortieret mener med baggrund i Finansministeriets vejledning, at en Cost-Effectiveness analyse er et mere naturligt valg end en Cost-Benefit analyse, da det politiske mål netop er fastsat ved lov.</p>		<ul style="list-style-type: none"> • Der er umiddelbart kun en meget lille direkte CO₂-effekt ved energioerne. Dette skyldes, at elforsyningen i forvejen i stor omfang er baseret på VE ved energioernes opførelse. CO₂-effekterne opstår først ved anvendelsen af strømmen. Det er dog svært at medtage denne indirekte effekt af energioerne på CO₂-udledningerne. En CEA med base i CO₂-effekten vil derfor vise meget høje CO₂-skyggepriser og selv små ændringer i CO₂-effekten vil føre til meget store ændringer i skyggeprisen. Dette anses derfor ikke som en særlig informativ måde at præsentere resultaterne på. • Alternativt kan en CEA baseres på en udbygning med en bestemt kapacitet eller produktion. En sådan tilgang har imidlertid den ulempe, at samme kapacitet ikke nødvendigvis giver den samme produktion. En GW solceller giver således markant mindre elproduktion end samme kapacitet havvind. Men også med samme produktion vil der være forskel, idet havvind og solceller producerer på forskellige tidspunkter og vil derfor opnå forskellige afregningspriser og bidrage med forskellige nytteeffekter og fortrængningspotentialer. • En CEA vil i denne forbindelse ikke adskille sig væsentlig fra en CBA da både omkostningerne og indtægterne skal medtages i alle tilfælde, da disse er ikke ens i de forskellige scenarier. En sammenligning af CBA'en for de forskellige scenarier giver dermed samme information som en sammenligning af skyggeprisen ved en CEA
4.06	<p>It is key that the cost-benefit of energy islands will be compared to a relevant reference/baseline case. Many good reflections are made, but it is not clear if/how these will be included in the final analyses. In that respect it is not clear:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Whether the baseline case will include a case with offshore hubs or only radial connections. Here offshore hubs (installation with converter station) may be the lower-cost solution. • With respect to the baseline scenarios (2 for DK and 3 for TYNDP, so six when combined) it is unclear which of these constellations the primary 	DTU Management	<p>I CBA'en for energioerne er der indtil videre brugt en baseline, som ikke inkluderer energioerne eller havvindudbygning derved. I forhold til beslutningsanalyser er det standard at tage udgangspunkt i en uændret verden for at kunne belyse effekten af en eventuel beslutning om udførelse af tiltaget. Til gengæld kan der opstilles alternative cases, som kan sammenlignes. Hermed kan effekten i forhold til andre alternativer belyses.</p> <p>Det er vigtigt at understrege, at der ikke kun vil blive udarbejdet én CBA. Der vil løbende blive udarbejdet CBA'er, når forestående beslutninger tilsiger et behov for at vurdere de rentabilitetsmæssige aspekter af de forskellige valg-</p>

	analysis scenario (energy island) analyses will be compared to, and the same goes for the “Analysis-scenario”. For the latter it is also not clear, which variations will be analysed. The same question goes for the sensitivity analyses.		muligheder. Analyse-scenariet vil derfor variere fra analyse-seance til analyse-seance i forhold til fremdriften i energiø-projektet, samt hvilket spørgsmål eller aspekt vedrørende energiøerne, der søges belyst. Anvendelsen af forskellige basisscenarier vil udgøre særskilte følsomhedsanalyser af CBA'ens resultater, og der kan derfor ikke entydigt peges på ét basisscenario som værende det centrale basisscenario.
4.07	To which extent will environmental impacts, impacts related to acceptance of e.g. electricity transmission lines, impacts on export and local job creation be included? Recent research within willingness-to-pay has demonstrated the feasibility of monetising such effects, and analyses should therefore take advantage of this, at least by including a sensitivity analysis, where an attempt is made to include all relevant externalities rather than only describing them qualitatively as is often done.	DTU Management	Som udgangspunkt vil Energistyrelsen bestræbe sig på, at beskrive og medtage alle eksterne effekter i CBA'en.
4.08	The marginal welfare costs of the visual impacts from the wind turbines are decreasing with distance. Consequently, it is more beneficial to move an offshore wind farm from 12 to 13 km from shore than 69 to 70 km from the shore. As the cost of wind power increases with the distance from the shore, locating the energy island and the connected wind turbines closer to shore, might be more beneficial in a welfare economic perspective.	DTU Management	Indtil videre er der ikke medtaget omkostninger ved visuelle gener fra energiøen eller havvindparkerne i analysen. Dette skyldes, at parkerne er besluttet at skulle ligge så langt fra kysten, at disse ikke vil være synlige fra land. Derved bør der ikke være visuelle gener fra dem. Ved scenarier, hvor anlæggene ligger så tæt på land, at de er synlige, eller ved scenarier med udbygning på land, vil ENS bestræbe sig på, at medtage omkostninger forbundet med visuelle gener.
4.09	What are the expected impacts on the labour market, and what is the associated welfare economic value?	DTU Management	Det er muligt at give et skøn over, hvor mange fuldtidsstillinger etableringen af energiøerne og de tilhørende anlæg vil kunne medføre (med forbehold for design- og konstruktionsvalg mv.). Antallet af fuldtidsstillinger er dog ikke udtryk for beskæftigelseseffekterne og er derfor ikke blevet anvendt i CBA. Velfærdseffekten af disse fuldtidsstillinger vil afhænge af bl.a. af konjunkturerne, hvilket er svært at forudsige ift. forventet investeringstidspunkt. Der tages derfor udgangspunkt i en økonomi i ligevægt, hvor ændringer i antallet af jobs ikke har en stor velfærdseffekt.
4.10	Are there negative impacts on the rent from fishing activities within the energy island area? Can the energy island	DTU Management	Det er ikke velbelyst, hvilke effekter havvindudbygning har på fiskeri, også fordi der er modsatte effekter. På den ene side begrænses det område, hvor

	area function as a fish sanctuary/breeding ground, which will increase the fishing rent on the fishing grounds close to the energy island area.		der kan fiskes, hvilket begrænser fangsten. På den anden side kan havvindparker fungere som beskyttelses- og yngleområder for fisk, hvilket kan øge fangsten. Selv om der findes studier af emnet, kan det være svært at opgøre effekterne og finde værdier på dem. ENS vil dog se på mulighederne for at belyse disse effekter.
4.11	The positive external impacts in terms of reducing climate impacts are questionable because we can assume that the level of renewable energy will increase. If climate effects are included – this should only be done on substantial grounds, such as the extensive offshore wind power development will accelerate the share of renewable energy relative to other sources.	DTU Management	Eventuelle CO ₂ -effekter ved energiøprojekterne vil medtages i analyserne. Energistyrelsen er enig i, at da den fremtidige elforsyning i høj grad forventes at bestå af VE, er det forventningen, at den direkte CO ₂ -effekt af energiøprojekterne vil være begrænsede.
4.13	Det er også vigtigt at prioritere en grundig analyse af tekniske alternativer, så det offentligt kan diskuteres, om energiøerne samfundsmæssigt er det bedste valg.	Klimarådet	Analyserne udarbejdes på baggrund af den politiske beslutning om opførelsen af energiøerne. Derudover udarbejdes <i>Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen</i> med henblik på at belyse de tekniske alternativer på lang sigt.
4.14	Det er samtidig vigtigt at inddrage så mange betydelige aspekter som muligt i de forretnings- og samfundsmæssige analyser. Det vil være hensigtsmæssigt eksempelvis at inddrage miljø-, natur- og ressourcemæssige spørgsmål samt hensyn til grøn erhvervsudvikling og beskæftigelse. Selvom opgaven er defineret som en "analyse af energiøernes økonomi", vurderes det stadig relevant at tage ikke-monetære effekter med i disse vurderinger.	Klimarådet	ENS bestræber sig på at medtage så mange relevante effekter som muligt i den samfundsøkonomiske analyse, deriblandt miljø- og natureffekter. Så vidt muligt inddrages effekterne via en monetær værdifastsættelse. I de tilfælde, hvor dette ikke er muligt, søges effekterne medtaget på anden vis.
4.15	Klimarådet gør i denne forbindelse opmærksom på, at de oprindelige cost-benefit-analyser, som blev udarbejdet i forbindelse med <i>Klimaaf tale for energi og industri mv. af juni 2020</i> og de følgende tillægsaftaler, ikke er offentliggjort. En offentliggørelse ville øge åbenheden om rentabiliteten og beregningerne bag estimatet på 210 mia. DKK for de samlede omkostninger.	Klimarådet	Der henvises til besvarelse af pkt. 1.01.
4.16	Energiøerne udgør et signifikant potentiale i omstillingen mod et lavemissionssamfund i EU. Derfor vil det være relevant, at klimaeffekterne af energiøerne spiller en større rolle i vurderingen af projektet. Dog anerkender Klimarådet,	Klimarådet	Energistyrelsen vil som minimum opgøre klimaeffekterne fra energiøerne for Danmark og, i det omfang det er muligt, også for resten af Europa. Det skal dog nævnes, at den direkte klimaeffekt i Danmark sandsynligvis er meget be-

	at dette kan være en kompleks opgave med usikre resultater, men det bør tilstræbes at give en overordnet vurdering af klimaeffekten i det danske og europæiske energisystem, særligt i lyset af, at <i>Klimaaftale for energi og industri mv. af juni 2020</i> nævner, at strømmen fra energigørerne kan bidrage til den grønne omstilling af Europa.		grænset, da elforsyningen til 2030 allerede forventes at være langt overvejende baseret på VE, hvorfor yderligere VE ikke fortrænger fossile brændsler i nævneværdig grad. For en del andre lande i Europa, herunder Tyskland, gælder det, at der er truffet beslutninger om udfasning af især kulkraft, hvilket også her begrænser den direkte klimaeffekt af energigørerne. Energigørernes bidrag til den grønne omstilling består derfor langt overvejende i indirekte klimaeffekter. Denne indirekte effekt kan dog ikke medtages i CBA.
4.17	Wind Denmark finder det positivt, at Energistyrelsen beskriver svaghederne ved at anvende den eksisterende RAMSES-model til brug i en Cost-benefit-analyser. Vi er enige i disse kritikpunkter/svagheder og deler Energistylses vurdering af, at vi er <i>"tæt på grænsen af, hvad der meningsfuldt kan antages som en marginal ændring, som ikke påvirker de øvrige forudsætninger i scenarierne (fx VE-udbygning og elforbrug i Danmark og øvrige lande)".</i> CBA-metoden kan kun vanskeligt anvendes til at estimere rentabilitet af energio-projekterne, da ikke kun projekternes egen størrelse, men også det omkringliggende energisystems samtidige totale transformation, vil påvirke en række af analysens grundlæggende forudsætninger. CBA-metoden er grundlæggende baseret på en foregivet falsk præcision i udsagn om forhold, der rækker 40 år frem i tiden for et europæisk el- og energisystem under total transformation.	Wind Denmark	Energistyrelsen anerkender begrænsningerne i CBA-metoden, men vurderer samtidig (som det også fremgår af høringsmaterialet), at CBA stadigvæk er et vigtigt redskab i forhold til den økonomiske vurdering af energigørernes omkostninger og gevinster. I høringsmaterialet lægger Energistyrelsen også op til andre analyser, bl.a. <i>Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen</i> , der giver et mere overordnet syn på udbygning med havvind.
4.18	Som det formuleres i et nyt studie, som er delvist finansieret af det britiske erhvervsministerium, Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS): <i>"An appropriate approach would admit the limits to available knowledge to adaptively guide the approximate direction of change of a complex transition, rather than attempt to identify a highly uncertain distant end point with false precision."</i> Studiet beskriver, hvordan risiko-muligheds-analyser ('Risk-Opportunity Analysis' ROA) kan være mere hensigtsmæssige end Cost-benefit-analyser, når man skal vur-	Wind Denmark	Energistyrelsen takker for henvisningen til artiklen, og vil orientere sig i materialet.

	dere transformative forandringer frem for 'marginale ændringer', som CBA-tilgangen er beregnet til. På sin vis kan høringsmaterialet ses som udtryk for, at Energistyrelsen nu med supplerende analyser og ideer til videreudvikling og kvalificering forsøger at tage de første spæde skridt på en sådan rejse ved de små indikationer på, at man vil forsøge at inddrage klimagevinster, innovation, erhvervsfremme og eksportpotentialer mv. Wind Denmark vil opfordre Energistyrelsen til at studere Risiko-muligheds-analyser som tilgang og vurdere, hvordan den videre metodeudvikling kan inspireres heraf.		
4.19	Det, der står tilbage, er imidlertid en fortsat anvendelse af CBA-metode som den mest centrale og bærende metode. Spørgsmålet er måske, om vi i virkeligheden ikke alene er 'tæt på grænsen', men faktisk over grænsen for, hvad CBA-metoden kan anvendes til?	Wind Denmark	Energistyrelsen mener, det er forsvarligt at anvende CBA-metoden til at vurdere de økonomiske og systemmæssige aspekter ved energierne, forudsat at der tages de fornødne forbehold. Som nævnt vil CBA-analysen kompletteres af andre analyser, som <i>Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen</i> og <i>Langsigtet udbudskurve for havvind</i> , så perspektivet udvides, og Cost Benefit analysen ikke står alene.
4.20	For at kunne lave en økonomisk vurdering, beskriver dokumentet korrekt, at energio-scenariet nødvendigt må skulle sammenlignes med et basisscenarie, hvor energio-projektet ikke bliver realiseret. I den forbindelse er det dog uklart, om der her menes, at de 3-10GW havvindkapacitet ikke realiseres, eller om kapaciteten i stedet etableres som radiale parker. Hvis der er tale om førstnævnte, stiller Wind Denmark sig undrende overfor, hvordan det flugter med analysens grundprincip om markedsdrevet udbygning, da et fravær af energierne i kombination med en antaget mulighed for markedsdrevet udbygningstempo, rimeligvis må antages at betyde, at de 3-10 GW vil blive etableret på andre lokaliteter via radiale forbindelser.	Wind Denmark	Der lægges op til, at referencescenariet ikke medtager de danske energier, eller anden dansk havvind, der ikke er besluttet. Dette for at vise omkostningerne og gevinsterne ved en beslutning om at etablere energierne og havvindparkerne derved. CBA tager ikke afsæt i en markedsdrevet udbygning med havvind, da udbygning med havvind foregår med udbud på baggrund af en politisk beslutning om en udbygning. Analysen om en langsigtet afregningspris for havvind tager udgangspunkt i en betragtning om, at havvind på lang sigt får en indtægt der i gennemsnit er omkring det samme, som omkostningerne ved opførelse af havvind. Dette kan nemmest modelleres, som en markedsdrevet udvikling, men omkring samme resultatet ville opnås, hvis staten udbyder havarealer, så længe der er efterspørgsel efter dem.
4.21	Energistyrelsen angiver, at anvendelsen af RAMSES giver et kvalificeret estimat på baggrund af et konsolideret og velafprøvet modelapparat. Dette er givetvis rigtig, hvis input i modellen reflekterer den mest sandsynlige fremtidige virkelighed. Med andre ord: Et konsolideret og velafprøvet	Wind Denmark	Som det fremgår af høringsmaterialet, er Energistyrelsen bevidst om, at National Treds-scenariets manglende målkonsistens er uhensigtsmæssig. Dette er baggrunden for, at Energistyrelsen også vil forsøge at lave analyser på baggrund af de to øvrige ENTSO-E-scenarier, <i>Global Ambition</i> og <i>Distributed Energy</i> . Disse scenarier har til gengæld en række mangler i forhold til at

	<p>modelapparat giver ikke et kvalificeret estimat, hvis input-antagelserne er ukvalificerede. Wind Denmark har påpeget dette i forbindelse med høringen af udkast til AF21, hvor der også anvendes omverdensforudsætninger, som stammer fra ENTSO-E scenariet National Trends og brændselsomkostninger fra IEA's Stated Policies. Ens for begge disse scenarier er, at de hverken er forenelige med Paris-aftalen eller EU's mål på hhv. 55% CO2-reduktion i 2030 og klimaneutralitet i 2050. At basere sig på stærkt tvivlsomme scenarier betyder, at der er en risiko for, at indflydelsen fra omverdenen på Danmark herved ikke bliver retvisende. Der er dermed en reel risiko for, at det forventede udbygningstempo af VE-kapacitet underestimeres, hvorved værdien af elnetforstærkninger, herunder at udbygge udlandsforbindelser mindskes, da f.eks. fossil termisk produktion vil være overestimeret, hvilket kun vil udfordre rentabiliteten på et fejlagtigt grundlag.</p>		<p>tegne et sammenhængende billede af et energisystem i balance, hvorfor disse scenarier heller ikke er perfekte.</p> <p>Energistyrelsens modellering af udlandet tager udgangspunkt i ENTSO-E scenarierne, da dette er den bedste tilgængelige information om udviklingen af elproduktion og -forbrug i resten af Europa. ENTSO-E udarbejder scenarierne hvert andet år, hvorfor der ikke kan undgås en forsinkelse mellem nye udviklinger og målsætninger inden for klima- og energiområdet og disses inkludering i modelleringen. Energistyrelsen vil opdatere udlandsforudsætningerne, når der er nye data tilgængelig fra ENTSO-E. Et alternativ, hvor ENS selv indsamler disse data og udvikler konsistente scenarier, anses for at være for ressourceintensivt. Energistyrelsen vil dog se på hvorledes data-grundlaget fra ENTSO-E kan kvalificeres fremover.</p>
4.22	<p>I forlængelse af overstående vil Wind Denmark også påpege, at anvendelsen af AF21 som udgangspunkt for elforbrugsudviklingen er risikabel, da den risikerer at underestimere PtX-kapaciteten og dennes effekt på rentabiliteten, jf. s. 2 i dokumentet om elinfrastrukturkoncepter.</p>	Wind Denmark	<p>Energistyrelsen vil overveje at lave følsomhedsanalyser, hvor mængden af PtX varieres.</p>
4.23	<p>Wind Denmark vil derfor gerne rose, at Energistyrelsen selv anerkender disse mangler og selv foreslår, at man vil supplere med øvrige analyser. Her er det dog væsentligt at understrege, at kvalificerende analyser også bør omfatte udviklingsstien før 2040, da anvendelsen af ENTSO-E, IEA's og AF21 vil resultere i, at niveauet for forventede elpriser kan være misvisende, hvilket kan være problematisk, hvad enten niveauet danner afsæt for en ekstrapolering fra 2040 og frem eller en anvendelse af en bedre metode som udbudskurve-tilgangen. Så længe det anvendes i beregninger, der diskonterer indtægtsstrømme, vil et forkert udgangspunkt/startniveau i de første år slå hårdere</p>	Wind Denmark	<p>Der er generelt stor usikkerhed om de fremtidige elpriser, hvorfor det er svært at lave sikre beregninger ang. investeringer på elområdet, der typisk har en lang levetid. For at belyse problemet med usikkerhed om antagelserne, heriblandt elprisen, vil der laves følsomhedsanalyser, ligesom de supplerende analyser <i>Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen og Langsigtet udbudskurve for havvind</i> udarbejdes med henblik på at udvide perspektivet i rentabilitetsvurderingerne og underbygge analysernes robusthed.</p>

	igennem end et måske mere retvisende niveau for sidste del af beregningsperioden pga. diskonteringen.		
4.24	Wind Denmark vil ligeledes opfordre Energistyrelsen til at overveje realismen i, at en af de centrale metodiske antagelser er en national tilgang, hvor positive effekter fra eksport af VE-el/PtX ikke medtages. Dette finder Wind Denmark uhensigtsmæssigt, da det har negative implikationer for en omkostningseffektiv grøn omstilling for klimaet og for dansk erhvervsliv. Wind Denmark opfordrer til, at Energistyrelsen genovervejer denne centrale forudsætning af to årsager.	Wind Denmark	Energistyrelsen er usikker på, hvad budskabet i denne passus er. Indtægterne fra salg af el og brint fra energigørerne til udlandet og udenlandsk finansiering af dele af infrastrukturen medtages i analysen.
4.25	For det første handler det om markedsdynamikker. Energi-markederne er internationale, og en 'national balance' giver derfor grundlæggende ikke mening, da der i så fald vil være tale om en markedsøkonomisk fejl. For det andet er der i Danmark allerede indgået bredt funderede politiske aftaler, som klart tilkendegiver et politisk ønske om, at Danmark skal være eksportør af grøn energi til det øvrige Europa. Aftalerne om energigørerne, senest med delaftalen af 1. september 2021, tilkendegiver, at formålet er " <i>at udnytte og udvikle havvindressourcernes fulde potentiale for dermed at understøtte en omkostningseffektiv elektrificering af Danmark og Europa</i> " og baserer sig på, at en stor del af produktionen fra energigør-projekterne eksporteres. Wind Denmark anbefaler derfor, at omverdensantagelserne til brug i RAMSES kvalificeres yderligere med henblik på at sikre anvendeligheden af CBA-analyser.	Wind Denmark	Til cost benefit analysen anvendes resultater fra Ramses-modellen. Ramses medtager elmarkeder for en meget stor del af de europæiske lande. Der er i analysen derfor ikke tale om en 'national balance', men en modellering af effekten på en stor del af det europæiske elmarked. Energistyrelsen holder sig løbende orienteret om udviklingerne i landene, der kan påvirke elmarkedet i Danmark, og vil så vidt muligt medtage disse udviklinger i analyserne. Energistyrelsen vil søge at kvalificere datagrundlaget i ENTSO-E's scenarier for det europæiske elsystem, men gør opmærksom på, at dette er et omfangsrigt arbejde.
4.26	Ørsted mener derfor, at en rentabilitetsanalyse af den danske beslutning om at bygge 10 GW havvind i Nordsøen tilsluttet land som hybrider ved hjælp af en kunstig ø, bør tage udgangspunkt i en sammenligning af en alternativ opfyldelse af dekarboniseringen af EU, som også vurderes opnåelig. I den forbindelse mener Ørsted, at de analyser, der lægges op til, hvor der foretages en sammenligning mellem	Ørsted	Se tidligere svar på problemstillingen vedrørende CEA i forhold til CBA (pkt. 4.05).

	et energisystem, hvor der etableres en energiø med 10 (eller 3) GW, og et energisystem, hvor der ikke foretages noget, er problematiske. I Ørsteds optik er scenariet, hvor der ikke foretages nogle investeringer, ikke et realistisk scenarie. Sammenligningen bør ske i forhold til at energiøen og de 10 GW havvind fortrænger 10 GW anden produktion i enten EU eller DK. Dette stiller også krav til, hvordan man implementerer både de antagede produktionskapaciteter i modellen, da man ikke blot kan lægge 10 GW additional havvind ind i et optimeret system og forvente et brugbart resultat.		
4.27	<i>Mulighed for at gøre beslutningsgrundlaget bredere</i> Energistyrelsen bør overveje, om beslutningsgrundlaget for en så stor anlægsinvestering, der bl.a. er afhængig af forskellen på elpriser i de forbundne budzoner i de enkelte timer mange år ud i fremtiden, alene bør baseres på én model (Ramses) og ét sæt antagelser (AF21/ENTSO) tillagt nogle følsomhedsvurdering og antagelsen om elpriser, der kredser om LCoE'en på havvind efter 2040. Ved at tilkøbe en eller flere uvildige konsulentrapporter kan Energistyrelsen reducere den idiosynkratiske risiko ved alene at anvende én model og for uvidende at få et resultat, som er markant anderledes end øvrige resultater fra lignende fremskrivninger. Konsulentrapporterne kan dermed bidrage med nye perspektiver og øge bredden i beslutningsgrundlaget betragteligt.	Ørsted	Energistyrelsen vil overveje, om brugen af andre modeller og/eller antagelser vil kunne anvendes i rentabilitetsanalyserne for energiøerne
4.28	<i>Energiø Nordsø på 10 GW</i> Det fremgår ikke af høringsmaterialet, at man vil beregne samfunds- og projektøkonomi på en 10 GW energiø i Nordsøen på trods af, at den politiske aftale angiver, at der på sigt skal være plads til 10 GW på denne energiø. Vi finder, at det ville være naturligt at inddrage dette fra starten. Hvis EU's mål om 300 GW havvind i EU i 2050 skal opfyldes, så skal en stor del af det placeres i Nord-	Ørsted	Energistyrelsen er i udgangspunktet enig i Ørsteds betragtninger, om end det er netop nogle af disse analytiske udfordringer, der søges imødekommet med de supplerende analyser <i>Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen og Langsigtet udbudskurve for havvind</i> . Etableringen af en 10 GW energiø vil være særdeles svær at analysere på robust ved brug af CBA og vil i øvrigt være præmaturligt i lyset af, at der for nuværende alene er truffet beslutning om etablering af 3 GW i Nordsøen.

	<p>søen. Derfor er det også vigtigt at udvikle infrastrukturkoncepter, der kan integrere store mængder havvind på den mest omkostningseffektive måde, hvorfor Energistyrelsen har igangsat arbejdet omkring energiøer. Men en så stor investering i en fysisk ø og tilhørende interkonnektorer vil også være afhængig af stordriftsfordele. Ørsted er af den klare overbevisning, at valget om at etablere en ø ikke er den bedste løsning, hvis ikke der skal etableres 10 GW vind omkring øen. I sådan et tilfælde vil andre løsninger for ilandføring være mere omkostningseffektive.</p> <p>Det er vigtigt at have slutmålet for øje, et energisystem i 2050, hvor vi udnytter langt flere vindressourcer i Nordsøen og Østersøen, end vi gør i dag, ligesom eksempelvis EC LTS 1.5TECH scenarie angiv som en sandsynlig udviklingsvej.</p>		<p>Muligheden for at anvende energiøen som en byggekreds i en storskala havvindsudbygning i Nordsøen søges belyst i <i>Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen</i>, hvormed udviklingsperspektivet i at bygge en ø, der vil kunne opskaleres, kan værdisættes mere kvalificeret.</p> <p>Netop EU's mål om 300 GW i havvind i EU er omdrejningspunktet i <i>Langsigtet udbudskurve for havvind</i>.</p> <p>Energistyrelsen forventer at lave analyser af forskellige konstellationer for energiøerne, heriblandt forskellige størrelse ø og forskellige mængder tilkøbet kapacitet havvind.</p>
4.29	<p><i>Indenlandske antagelser</i></p> <p>Cost-benefit analysens indenlandske antagelser forventes baseret på Analyseforudsætninger til Energinet 2021 (AF21). På nuværende tidspunkt kender vi alene udkast til AF21, men som det fremgår af Ørsteds høringssvar og efterfølgende bemærkninger, så er der en række udfordringer ved anvendelsen af disse. Vi vil her gerne henvise til vores høringssvar til udkastet af AF21 inklusiv efterfølgende skriv om termisk kapacitet, særligt de afsnit der omhandler antagelsen om alene at producere el og brint til indenlandsk forbrug.</p>	Ørsted	Energistyrelsen henviser til svar på høringssvar på AF21.
4.30	<p>Når Energistyrelsen beskriver AF21 som et sandsynligt scenarie og ikke som det bedste scenarie, så bør det også give anledning til at overveje, om der kan være andre lige så sandsynlige scenarier, som kan få indflydelse på nærværende beregninger.</p> <p>I tillæg til de følsomheder, som Energistyrelsen beskriver på side 7 i notat 4, så kunne en oplagt følsomhedsvurdering derfor være en øget brintproduktion i Danmark (meget sandsynligt til eksport), særligt hvis man også regner på 10</p>	Ørsted	Energistyrelsen vil lave forskellige følsomhedsanalyser, for at belyse usikkerheden i analyserne. Her vil Energistyrelsen overveje også at udarbejde følsomhedsanalyser med forskellige produktionsniveauer af brint i Danmark.

	GW energiøen i Nordsøen. Det kan også være relevant at lave følsomheder på reduceret termisk kapacitet.		
4.31	I analysescenarierne, hvor man udbygger landbaseret vind og sol frem for havvind ved energiøerne, bør man inkludere de omkostninger, der vil være til at bringe elproduktionen fra disse fra produktionsstedet til forbrugsstedet, ligesom man for havvind inkluderer eksportkablet. Dette skal ses i forlængelse af den nuværende debat om, hvorvidt der overhovedet vil blive opstillet landbaseret elproduktion, hvis opstillerne skal dække en større del af tilslutningsomkostningerne. Endvidere skal realismen i, om det er muligt at finde plads til denne onshore produktion, indgå i analysen.		Energistyrelsen vil så vidt muligt medtage alle relevante omkostninger i analyserne. Der, hvor nogle omkostningerne ikke kan medtages i monetære enheder, vil omkostningerne beskrives kvalitativt. Ydermere er Energistyrelsen enig i, at scenarier der inddrages i analyserne – basisscenarier såvel som analysescenarier – også bør vurderes på deres realisme med henblik på at sikre sig, at de er analytisk relevante.
4.32	<i>Udenlandske antagelser</i> Energistyrelsen oplyste på høringsmødet for høringen af analyseforudsætninger til Energinet 2021 den 25. august 2021, at det ikke var muligt at anvende ENTSO-E's to scenarier <i>Distributed Energy</i> og <i>Global Ambition</i> til at modellere udlandet i AF21, idet disse ikke var lige så detaljerede som scenariet National Trends. Fordelen ved de to scenarier er, at de i modsætning til National Trends opfylder EU's målsætning om klimaneutralitet i 2050. Det fremgår i tabel 2, s. 6 i notat 4, at Energistyrelsen forventer at udvikle tre basisscenarier svarende til ENTSO-Es tre scenarier for udlandet. Det er glædeligt, at Energistyrelsen nu kan anvende de to klimaneutrale scenarier, og i det tilfælde bør det ikke længere være relevant at anvende et scenarie, som ikke opfylder EU's målsætninger, idet det vel ikke kan siges at være et sandsynligt scenarie. Vi vil derfor gerne opfordre til, at man alene udvikler to basisscenarier, der baserer sig på <i>Distributed Energy</i> og <i>Global Ambition</i> .	Ørsted	Energistyrelsen vil så vidt muligt anvende alle tre ENTSO-E scenarier i analysearbejdet for energiøerne, idet det vurderes, at alle tre scenarier kan bidrage med relevante perspektiver, ligesom alle tre scenarier også har deres begrænsninger og udfordringer (se også pkt. 4.33). Til trods for at National Trends-scenariet ikke opfylder EU's klimamålsætning, har scenariet nogle åbenlyse fordele i forhold til de to andre scenarier, idet National Trends-scenariet dels er mere gennemarbejdet og detaljeret og dels er sammenstykket af de europæiske landes egne indmeldinger og derfor tager udgangspunkt i faktiske planer og forventninger til udviklingen i europæisk produktion, forbrug og transmissionsnet.
4.33	<i>Distributed Energy</i> og <i>Global Ambition</i> kommer dog også til kort på nogle områder, specielt idet der i Ørsteds optik er tale om ekstreme scenarier og ikke bedste bud på en opfyl-	Ørsted	Energistyrelsen er enig i, at der også knytter sig udfordringer til anvendelsen af ENTSO-E-scenarierne <i>Distributed Energy</i> og <i>Global Ambition</i> .

	delse af klimamålene. Ørsted har i sit høringssvar til scenarierne bemærket, at mens VE-udbygningen er ambitiøs i Distributed Energy, så halter forbrugsudviklingen efter, og der kan også stilles spørgsmål ved, om specielt global ambition er et politisk ønskeligt scenarie. Det gør sig gældende på flere områder, men særligt antagelsen om en stor energiimport i Global Ambition burde Energistyrelsen stille sig kritisk over for og overveje, hvordan man kan adressere.		Det er imidlertid ikke helt uproblematisk at foretage store ændringer i ENTSO-E scenarierne, da dette vil kunne skubbe til de interne systembalancer i scenarierne, ligesom det indebærer en risiko for uigennemskuelige tilpasninger og deraf følgende svækket legitimitet. Ydermere vil større ændringer af scenarierne og efterfølgende implementering og efterprøvning i Ramses-modellen tage tid og ressourcer. Energistyrelsen vil derfor i videst mulig omfang bruge scenarierne som udgangspunkt, som opstillet af ENTSO-E. Energistyrelsen vil søge at kvalificere scenarierne ved at indarbejde generelle, ikke-diskriminerende systemiske justeringer, som der tydeligt kan redegøres for, og tage de fornødne forbehold ifbm. eventuelle ændringer.
4.34	Ligesom omkring de indenlandske antagelser, så bør man huske, at Distributed Energy og Global Ambition er energifremskrivninger i balance, hvorfor danske energiører alt andet lige ville have fortrængt noget elproduktionsudbygning. Det giver ikke mening at placere 10 GW yderligere havvindproduktion i et energisystem, der er i balance.	Ørsted	Energistyrelsen er enig i problemstillingen, men påpeger at det i udgangspunktet ikke forventes at analysere scenarier via CBA, hvor den fulde energi i Nordsøen med 10 GW havvind etableres, jf. bl.a. pkt. 4.28. Derudover indsættes der ikke nødvendigvis yderligere havvindkapacitet i forhold til ENTSO-E scenarierne, da basisscenariet ikke indeholder yderligere udbygning med havvind efter 2030, mens der i ENTSO-E scenarierne er medtaget en udbygning med havvind i Danmark efter 2030. Etableringen af energiørerne vil således være en realisering af en delmængde af den havvind, der allerede antages etableret i Danmark frem mod 2040 i ENTSO-E's scenarier såvel som AF21.
4.35	<i>Resultatet af indenlandske og udenlandske antagelser bliver en lav elpris</i> Lægger man effekten, som vi mener er gældende i både de indenlandske og de udenlandske antagelser, af en lav stigning i elforbruget og en stor stigning i elproduktionen sammen, så bliver resultatet, at elprisen i Energistyrelsens analyser må forventes at ligge så lavt, at det kan blive svært at få økonomi i yderligere udbygning af havvind. Det fremgår også indirekte af Energinets publikation Elpriser fra april 2021, hvor elprisen forventes at ligge i et niveau, hvor udbygning af havvind vil kræve støtte efter gængse estimater på LCoE.	Ørsted	Energistyrelsen er enig i den beskrevne dynamik og vil se på alternative metoder til at fremskrive afregningsprisen for havvind på lang sigt og anvende dem i CBA'en for energiørerne, herunder analysen <i>Langsigtet udbudskurve for havvind</i> .

	Til at kvalificere estimatet på elprisen før 2040 kan ovenstående forslag om at tilkøbe en eller flere uvildige konsulentrapporter også anvendes til at frigøre sig fra ét sæt antagelser og én model og handle på baggrund af et bredere beslutningsgrundlag.		
4.36	<i>Cost-benefit vs. cost-effectiveness</i> Energistyrelsen omtaler analyserne som cost-benefit-analyser konsekvent i alle notater på nær på side 6 i notat 4, hvor de beskrives som cost-effectiveness-analyser. Ørsted noterer sig, at det netop er cost-effectiveness-analysen frem for cost-benefit-analysen, som Energistyrelsen skal anvende. Man bør nemlig ikke sammenligne samfundsøkonomiske omkostninger og indtægter med hinanden, men derimod bør man sammenligne forskellige realistiske løsninger mod hinanden. Det er nemlig ikke et reelt alternativ at gøre ingenting, idet klimaloven og EU's målsætning foreskriver klimaneutralitet i 2050.	Ørsted	Se tidligere svar på problemstillingen vedrørende CEA i forhold til CBA (pkt. 4.05)
4.37	<i>Nettoomkostninger til udlandsforbindelser</i> Det er uklart ud fra høringsmaterialet, i hvilket omfang og hvordan man vil inkludere et bidrag af nettoomkostningerne til etablering af udlandsforbindelserne, som opstillere af havvind potentielt skal betale.	Ørsted	I den samfundsøkonomiske analyse ses umiddelbart ikke på fordeling af omkostningerne mellem de forskellige aktører for energiøen. Disse aspekter vil evt. kunne medtages i en projektøkonomisk analyse.