

07.10.2021

Wind Denmark's høringsvar til analysemetoder vedr. energiøkonomi og rentabilitet

Wind Denmark takker for muligheden for at afgive svar på høringen af analysemetoder vedrørende energiøkonomi.

Først og fremmest vil Wind Denmark gerne kvittere for, at Energistyrelsen har valgt at sende forslag til analysemetoderne i offentlig høring. Som beskrevet i de medfølgende dokumenter er der tale om en meget kompleks analyse, hvor nuværende anvendte modeller kun delvist vil kunne indfange de mange nuancer. Med udgangspunkt i netop den kompleksitet, vil Wind Denmark gerne opfordre til at man ligesom analyserne for direkte linjer og geografisk differentierede tariffer, inviterer til et interessentmøde, hvor de metodiske overvejelser og foreløbige resultater præsenteres og/eller at resultaterne sendes i offentlig høring forud for endelig afslutning og efterfølgende politisk beslutningsproces.

1. Generelle kommentarer:

I notatet om forventede analyseaktiviteter angives formålet hermed at være *"at tilvejebringe et kvalificeret beslutningsgrundlag med klare anbefalinger"*. Wind Denmark forudser, at de klare anbefalinger der må gives med afsæt i analysemetoderne vedrørende energiøkonomi, nødvendigvis må indbefatte det skitserede i de følgende tre afsnit.

1.1 Markedsdrevet udbygning af havvind er ikke muligt i Danmark, hvilket underkender kvalitet og værdi af rentabilitetsvurderingerne

Usikkerhed om udviklingen og den tilhørende risiko for forringet rentabilitet af investeringer er et uomgængeligt tema og dilemma, som man politisk bliver nødt til at forholde sig til. Spørgsmålet er, om rentabiliteten er noget, man skal vurdere 'passivt' eller aktivt styre efter og i givet fald hvordan?

Siden indgåelsen af energiaftalen i juni 2018 har Wind Denmark afventet udarbejdelsen af havvindsanalysen, der havde til formål at identificere de optimale markedsrammer for havvind. Denne er dog øjensynligt erstattet af et par enkelte partielle ufuldstændige delanalyser og en række aftaletekster, hvori en afledt konklusion tilsyneladende er, at et bærende princip for udbygningen med havvind er opnåelse af statslige indtægter. Dette til trods for at et potentielt modstridende princip også fremgår i klimaaftalen fra juni 2020, nemlig *"at havvind fremadrettet så vidt muligt skal være markedsdrevet uden offentlig støtte"*. Der foreligger ingen samlet havvindanalyse, der vurderer og begrundes, hvorfor et statslig styret (frem for

markedsdrevet) udbygningstempo skulle give de optimale markedsrammer for havvind, som forligskredsen ønskede at identificere.

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-ordning¹.

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.

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.

Fraværet af en samlet sammenhængende havvindanalyse og strategi på området bliver tydelig, når de foreslåede antagelser og anvendte analysemetoder for energiøernes 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. Frem for at ændre metoden som er fornuftig, bør forligskredsen genoverveje reformen af åben dør-ordningen. Som det er nu, ses der to modstridende elementer, hvilket gør det svært at træffe korrekt funderede beslutninger på grundlag af analyserne af energiøernes økonomi.

1.2 Den store usikkerhed af rentabilitetsvurderingerne, kan ikke bære et 'firkantet' rentabilitetskriterium som basis for en politisk investeringsbeslutning.

Som det fremgår af Energistyrelsens eget høringsmateriale såvel som Wind Denmarks høringssvar, er der betydelige usikkerheder forbundet med metoderne og antagelserne, som danner grundlaget for de foreslåede analyser. Dette er særligt

¹ For uddybning henvises til Wind Denmarks notat om samme: <https://winddenmark.dk/sites/winddenmark.dk/files/media/document/Wind%20Denmark%27s%20notat%20ang%20C3%A5et%20C3%85D-analysen%20og%20regeringens%20reformforslag.pdf>

vigtigt at holde sig for øje, da realiseringen af energierne netop er hængt op på en politisk defineret forudsætning om, at energierne skal vurderes rentable.

Wind Denmark mener først og fremmest, at de store svagheder og deraf følgende usikkerheder om metoder og antagelser betyder, at analysens konklusioner ikke kan stå alene i vurderingen af, om energierne skal realiseres. Det bør derfor give anledning til, at der politisk tages stilling til, om et for firkantet rentabilitetskriterium – forstået som projekter der ikke må koste staten en krone – er hensigtsmæssigt at styre efter, når vurderingen heraf hviler på et højst usikkert grundlag.

Hertil kommer, at hvis energierne i 2040'erne og 50'erne viser sig at være en dårligere forretning end forventet, så betyder det ikke, at 2020'ernes politiske beslutninger om energierne kan udlægges som fiaskoer. Det skyldes for det første at de CO₂-reduktioner som energierne vil bidrage med frem til 2050 er meget væsentlige bidrag til at Danmark og Europa kan nå 2050-målene. For det andet er forhåbningen, at energiprojekterne skal resultere i nytænkning og innovation på en række områder som gerne skulle lede til, at der frem mod og efter 2050 kan produceres endnu billigere grøn strøm end, hvad vi regner med nu. Endelig, for det tredje, kan 3 GW "urentabel" havvind – hvis projektøkonomi øjensynligt skal bære de betydelige initiale omkostninger til etablering af økonstruktion og elnetinfrastruktur – udgøre forudsætningen for en potentiel efterfølgende tilslutning af flere havvindmølleparker og forbindelser til flere lande og andre hubs/energier.

På denne baggrund rejser der sig et centralt spørgsmål til politisk overvejelse: Hvis energierne ikke må koste noget, så har de måske først for alvor kostet nogen noget? Hvis det er politisk magtpåliggende at energierne skal være rentable og gratis for statskassen, som et resultat af høje fremtidige elpriser, så kan det have store samfundsøkonomiske omkostninger for så vidt som at det kan tages som udtryk for at man i så fald har forsømt at muliggøre at unødvendigt høje elpriser kan 'bygges væk' vha. mere VE. Hertil kommer prisen for de mistede muligheder for CO₂-reduktioner og innovation jf. det foregående. Hvis de formodede dyreste 3 GW vindenergi, som Danmark har til rådighed¹, viser sig at være rentable som følge af høje elpriser, så er der meget der taler for, at det samfundsøkonomisk er blevet en dyrere grøn omstilling end nødvendigt, da man derved må antages at have afskåret mulighederne for at bygge mere VE på billigere lokaliteter, med deraf følgende lavere elpriser. Det er derfor væsentligt, at man anerkender, at satsningen på energierne kan tilvejebringe store mængder grøn strøm og tilhørende handelskapacitet, hvilket kan understøtte udbygning med anden VE såvel som mulighederne for efterfølgende at høste endnu mere havvind, hvilket dog har den effekt at det kan forringe rentabiliteten for energierne.

1.3 Behov for åbenhed om og analyser af hvordan den uafviselige risiko han håndteres

Wind Denmark finder, at hovedkonklusionen fra de forestående analyser til vurdering af energiernes rentabilitet rimeligvis bør være, at elpriser (og brintpriser og andre mulige indtægtsstrømme) fra totalt transformerede energimarkeder 40 år ude i fremtiden er uhyre vanskelige at forudsige, hvorfor vindmølleprojekter i almindelighed og energier-projekterne i særdeleshed er forbundet med betydelig risiko.

Derfor er en vurdering af rentabiliteten i sidste ende en falsk tryghed, og i stedet bør der foretages flere analyser af håndteringen af denne betydelige risiko.

Usikkerhed om udviklingen af elmarkedet og den tilhørende risiko for forringet rentabilitet af investeringer er et uundgåeligt tema ved investeringer i vindenergi, som ikke forsvinder som følge af faldende priser på vindteknologien og deraf følgende gradvist lavere tilskudsudgifter. Det forskubber alene emnerne fra spørgsmål om design af tilskudsordninger til endnu mere komplekse spørgsmål om tilgængelig risikovillig kapital, afkastkrav og ikke mindst design af konkurrencekriterier, udbuds- og risikodelingsmodeller mv.

Wind Denmark vil gerne opfordre til, at der gennemføres en åben proces om beslutningsgrundlaget frem mod fastlæggelsen af udbuds- og konkurrencemodeller for energipøerne, idet det er i alles interesse, at der fremlægges analyser, så omfanget og karakteren af en hensigtsmæssig statslig involvering i risikodeling kan indkredses og debatteres blandt de relevante aktører med henblik på kvalificering af det politiske beslutningsgrundlag.

2. Specifikke kommentarer til dokumentet *forventede analyseaktiviteter*

Wind Denmark finder at Energistyrelsen har lavet en god beskrivelse af udfordringer og muligheder ved forskellige analysemetoder. Vi anerkender samtidig at der er tale om en særdeles kompleks og vanskelig analyseopgave. Vi finder det positivt at Energistyrelsen i dette og øvrige notater skitserer en større kvalificeringsarbejde der peger fremad og på sigt vil være værdifuldt at få tilvejebragt, om end vi beklager at det angives kun i begrænset omfang at kunne nås i analysearbejdet frem til årsskiftet og dermed indgå i det politiske beslutningsgrundlag i 2022.

2.1. Grænsen for CBA-metodens anvendelighed?

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 Energistyrelsens vurdering af at vi er *"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)".* CBA-metoden kan kun vanskeligt anvendes til at estimere rentabilitet af energipø-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. Som det formuleres i et nyt studie som er delvist finansieret af det britiske erhvervsministerium Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS): *"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."*². Studiet beskriver hvordan risiko-muligheds-analyser ('Risk-Opportunity Analysis' ROA) kan være mere hensigtsmæssige end Cost-benefit-analyser når man skal vurdere transformative forandringer frem for 'marginale ændringer' som CBA-

² Se "[Risk-opportunity analysis for transformative policy design and appraisal](#)"

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.

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?

2.2. Øvrige bemærkninger

For at kunne lave en økonomisk vurdering, beskriver dokumentet korrekt, at energisø-scenariet nødvendigt må skulle sammenlignes med et basisscenarie, hvor energisø-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 energisøerne 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.

Ikke kun i dokumentet *forventede analyseaktiviteter*, men generelt i alle fire analysebeskrivelser, fremgår det, at udbygningen sker støttefrit. Det er uklart for Wind Denmark, om det kun indbefatter direkte støtte via støtteordninger, eller om det også inkl. et fullscope setup ift. ilandføringsanlæg, herunder antagelser om hvorvidt udvikler skal afholde afledte omkostninger til forstærkning af det kollektive net. En sådan distinktion anser Wind Denmark som vigtig, da der er store forskelle imellem landene, hvad angår størrelsen af scope for den kommercielle del af havvindmølleprojekter, og måske vigtigere, at afledte omkostninger til forstærkning af det kollektive elnet ikke er omfattet af de nye statsstøtteregler³. Dvs. i et konkurrencemæssigt perspektiv vil det stille danske energisøer dårligere end andre EU-lande, hvor sådanne omkostninger socialiseres. Wind Denmark anbefaler derfor, at analysen også indeholder et scenarie, hvor de omkringliggende lande ikke pålægger udvikler at betale de afledte omkostninger til forstærkning af det kollektive net.

Endelig er det uklart om analyserne, ekskl. CBA, udelukkende omhandler Nordsøen og i så fald hvad årsagen er til ikke at udføre lignende analyser specifikt for Energiø Bornholm, særligt da realiseringen af energiø Bornholm må forudsættes at være mest realistisk at kunne realisere i et 2030 perspektiv.

³ jf. klimaaftalen 2020's beslutning om at afskaffe udligningsordningen og indføre geografisk differentieret prissignaler.

3. Specifikke kommentarer til dokumentet *Analyse for den langsigtede udbudskurve for havvind i Nordsøen*

Wind Denmark støtter at man kvalificerer den RAMSES-model-baserede tilgang med en tilgang baseret på en teoretisk langsigtede udbudskurve. Metodebeskrivelserne rejser dog en række spørgsmål.

Det ønskede output af analysen om den langsigtede udbudskurve for havvind er at finde LCEO på havvind, som antages at kunne fungere som elpris-proxy. Prisen (elpris-proxyen) gives af mængden.

Mængdeaspekter:

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.

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 med mere end der ligger i antagelsen 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' antagelse ned over onshore VE som begrænser udbygningsmængden må man begrunde hvorfor man benytter en sådan sondring i antagelserne mellem hav og land.

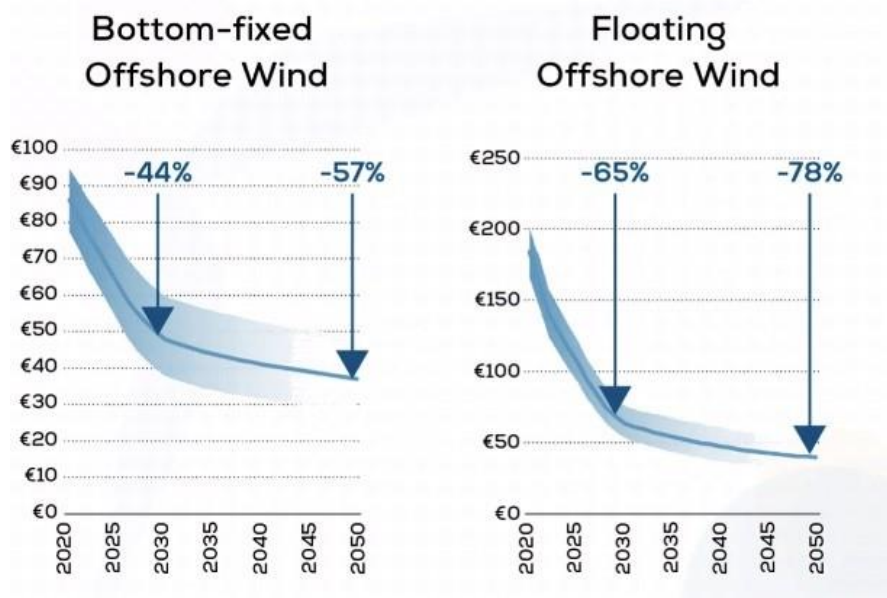
Et andet eksempel på denne mulige påvirkning af mængderne på udbudskurven er de nyligt omtalte planer om at ilandføre godt 10 GW onshore vind og sol fra Marokko til UK i angivet konkurrence med britisk havvind i CfD-udbudsrunderne. Uden at forholde os til realiserbarheden og konkurrencedygtigheden af [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.

I forlængelse heraf er det heller ikke klart, hvorfor Energistyrelsen vurderer, at elpris-proxyen ikke også vil være betinget af LCEO/udbudskurver for andre havområder, og i særdeleshed Østersøen. Wind Denmark anbefaler derfor, at analyserne som minimum bør afspejle konsekvenserne af en VE-el udbudskurve – som minimum i en slags følsomhedsanalyse.

Tidsaspekter:

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 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 læringskurveeffekter som følge af hurtigere udbygning.



Wind Denmark opfordrer derfor til, at Energistyrelsens analysearbejde reflekterer, hvilken betydning omkostningsreduktioner for flydevind kan have på udbudskurven⁴. Det skal selvfølgelig ikke ses i en national kontekst, men ud fra at en sådan udvikling vil gøre et større havareal mere økonomisk tilgængeligt.

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 afhængigt af forbrugets karakter (fleksibelt forbrug, herunder lagring og konvertering) og de tekniske og dimensioneringsmæssige koncepter ('indfødningzoner'

⁴ EN screening af flydesol og bølgeenergi bør også screenes og inkl. hvis det vurderes at de vil kunne blive konkurrencedygtige på sigt.

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.

4. Specifikke kommentarer til dokumentet *Screening af mulige koncepter til langsigtet havvindsudbygning i Nordsøen*

For at styrke den langsigtede model for udbygning af havvind vil Energistyrelsen foretage en screening af forskellige infrastrukturkoncepter. Overordnet set er de beskrevne elinfrastrukturkoncepter dækkende over mulige udviklingsstier. 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 energier eller hvis nogen vælger at konstruerer deres energier som platforme, hvilket f.eks. Holland umiddelbart har valgt som mest farbare vej.

Det ville desuden være nyttigt, hvis hybridkoncepter indgik i dokumentet. Eksempler kan være klassisk eloverførsel via kabler kombineret med PtX i vindmøllen, energien 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 udgøre⁵ ligesom det vil kunne optimere kapaciteten på ilandføringskablerne. Det er derfor vigtigt, at Energistyrelsen også indfanger sådanne koncepter, da det kan sænke LCEO, påvirke udbudskurven såvel som optimere tilslutningskapaciteten og dermed også omkostninger til det bagvedliggende kollektive net.

5. Specifikke kommentarer til dokumentet *Cost-benefit-analyser af energierne*

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 modelapparat giver ikke et kvalificeret estimat, hvis input-antagelserne er ukvalificerede. Som Wind Denmark også har påpeget i forbindelse med høringen af udkast til AF21, så er anvendelse af 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 Parisaftalen 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, hvormed 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.

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.

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 udbudskurvegangen. Så længe det anvendes i beregninger der diskonterer indtægtsstrømme, vil et forkert udgangspunkt/startniveau i de første år slå hårdere igennem end et måske mere retvisende niveau for sidste del af beregningsperioden pga. diskonteringen.

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.

For det første handler det om markedsdynamikker. Energimarkederne 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 energiøerne, senest med delaftalen af 1. september 2021, tilkendegiver, at formålet er *"at udnytte og udvikle havvindressourcernes fulde potentiale for dermed at understøtte en omkostningseffektiv elektrificering af Danmark og Europa"* og baserer sig på, at en stor del af produktionen fra energiø-projekterne eksporteres.

Wind Denmark anbefaler derfor, at omverdensantagelserne til brug i RAMSES kvalificeres yderligere med henblik på at sikre anvendeligheden af CBA-analyser.

Skulle ovenstående give anledning til spørgsmål, står Wind Denmark til rådighed for evt. uddybning og dialog om de afgivne kommentarer.

Med venlig hilsen

Thomas Young Hwan Westring Jensen
Chefkonsulent
Tlf: 3373 0349
Email: Tyj@winddenmark.dk

Martin Risum Bøndergaard
Politisk chef
Tlf. 3373 0332
E-mail: mrb@winddenmark.dk