

April 2024



ER ESBJERGERKLÆRINGEN DØD?

Analyse udarbejdet af
cheføkonom Finn Lauritzen

-AXCELFUTURE
ERHVERVSLIVETS TÆNKETANK

Hovedkonklusioner

For to år siden inviterede Mette Frederiksen Ursula von der Leyen og flere andre statsministre til Esbjerg. Her vedtog man et mål om 65 GW havvind i Nordsøen i 2030. Frem mod 2050 var målet hele 150 GW. I dag er det tydeligt, at målet ikke kan nås. Danmark har i dag 2 ½ GW havvind, og kan maksimalt nå 6-7 GW omkring 2030. Præcist hvor meget ved vi om 10 måneder, når retten til at udnytte havbunden i Nordsøen, i Kattegat og i Østersøen har været i udbud. Og da alle lande har store udfordringer er det helt usandsynligt, at målene i erklæringen kan nås.

En særlig opmærksomhed har været rettet mod energierne i Nordsøen og ved Bornholm, der var en vigtig del af klimaaftalen fra 2020, som blev vedtaget ved lov i 2021 – og som altså yderligere blev bekræftet internationalt ved Esbjergerklæringen i 2022.

Begge projekter har imidlertid meget svært ved at finde fodfæste – selv efter et betydeligt udviklingsarbejde i Energistyrelsen. Kontoret, der arbejdede med de to projekter, er lukket, og den ansvarlige direktør er væk. Hele projektet er herefter overgået fra Energistyrelsen til Energinet, som arbejder på at udvikle en løsning navnlig for energien i Nordsøen. Der arbejdes nu på at etablere en platformsløsning og på at gentænke øens rolle som knudepunkt i en fremtidig Nordsøelinfrastruktur.

Det er ikke nødvendigvis i modstrid med den brede politiske aftale og loven om energier. Men sikkert er det, at vi ikke får en statslig ø i 2033, og det er desuden overvejende sandsynligt, at projektet ikke realiseres. Det fremgår af en pressemeddelelse, regeringen udsendte i slutningen af 2023, men der har endnu ikke været nogen officiel udmelding om, hvad regeringen har tænkt sig at gøre i stedet.

Hvad er gået galt? Det har Axcelfuture analyseret, og vi giver fem svar:

1. Det er blevet væsentligt dyrere at bygge vindparker de sidste to år på grund af dyrere materialer og højere kapitalomkostninger.
2. Det går langsomt med at effektivisere og dermed billiggøre elektrolysen. Vi har 5,5 MW lige nu, og det bliver svært at nå 1 GW i 2030. Det kan man se, fordi der kun er få andre projekter på vej, med projektet i Kassø på ca. 50 MW som det største. Resten af projekterne mangler Final Investment Decision. Når det ikke giver mening at etablere brint, så skal der heller ikke laves mere vind, end nettet kan absorbere.
3. Elektrolyse i Danmark giver kun kommerciel mening, når der er bygget et brintrør helt ned til Sydtyskland – og det bliver først afklaret i 2025-6, dvs. efter at vindudbuddene skal afgøres.
4. Den nuværende lave kvotepris på 450 kr. gør, at de fleste europæiske projekter ikke er kommercielt rentable, hvis de skulle indgå i dag. Eksempelvis er fortrængningsprisen for metanol til skibsfart på mellem 1.000 og 3.000 kr per tons CO₂ ifølge eksperter fra Mærsk Zero Carbon Center. Det betyder, at vi skal være ekstra grundige, når vi indgår aftaler med aftagerne. Sandsynligvis er betalingsvilligheden begrænset.
5. Klimaministeriet og Energistyrelsen har ikke i tilstrækkeligt omfang lyttet til markedets aktører – hverken under forundersøgelsen til udbuddet om energierne og heller ikke nu, hvor de sætter så snærende tidsfrister for at bygge parkerne, at det bliver endnu dyrere og endnu mere risikabelt.

Det betyder, at politisk fastsatte frister kommer i karambolage med nødvendige kommercielle hensyn.

Dertil kommer, at en række andre europæiske lande også har, eller er på vej med, vindudbud, hvor parkerne skal stå færdige i 2030. Denne samtidighed kan betyde flaskehalse hos de europæiske leverandører og dermed enten risiko for forsinkelser eller for, at den del af leverancerne fra underleverandører må komme fra Kina.

Vi må formode, at de snærende tidsfrister skyldes det politiske ønske om at nå målene i Esbjerg-erklæringen, som der er bundet betydelig politisk prestige op på. Vindparker i 2030 er nemlig ikke en forudsætning for at nå Danmarks klimamål for 2030, idet brintproduktionen altovervejende skal gå til eksport. Danmark har kun brug for op til 3 GW ekstra grøn strøm i nettet frem mod 2035, så derfor vil den resterende strøm skulle eksporteres enten direkte eller som brint/PtX.

I 1962 erklærede John F. Kennedy, at USA ville "put a man on the moon before the end of this decade" – hvilket som bekendt lykkedes. Von Leyen har selv understreget denne inspiration ved at kalde Green Deal for EU's "man on the moon-moment". Og ideen med Esbjerg-erklæringen var da også at samle kræfterne om den store opgave, det er at få gang i EU's VE-produktion. Men i stedet er erklæringen blevet en klods om benet, der presser os til et hastværk, der nu kan give bagslag.

Såfremt vi får ret i, at der ikke vil komme bud på alle de havområder, der nu udbydes, anbefaler Axelfuture bla:

* Nedskaler brinttøret, så det i første omgang kun går fra Esbjerg til grænsen. Så vil det være en overskuelig udgift for staten.

* Vær parat med en plan B for de vindparker, der ikke kommer bud på. En sådan plan B skal bla. indeholde:

- Mulighed for støtte
- Mulighed for at bygge uden statsligt medejerskab
- Mulighed for, at vindparkerne først skal være færdige samtidigt med et eventuelt brintrør – og giv i øvrigt 6-7 år til at opføre parkerne, og ikke kun 5 år
- Længere frist for udbudsvinderne til at beslutte, om de vil overplante.

SKIFTENDE UDMELDINGER OM HAVVIND

I de sidste fire år er der indgået flere aftaler om udbygning af havvind – og der er også udstedt en del hensigtserklæringer. Retorikken var stærkest for 2 år siden, da Ursula von der Leyen og en række regeringsledere blev inviteret til Esbjerg. Her blev en ambition om 35 GW i den danske del af Nordsøen offentliggjort. Planen var, at en række udbud i Kattegat og Østersøen ville øge den

danske havvindkapacitet markant – samtidigt med, at flere store ansøgninger i åben-dør-ordningen var på vej til at blive en realitet. En del af planerne var også at etablere "verdens første energiø" i Nordsøen, og en anden energiø ved Bornholm.

Siden da er det gået den forkerte vej. Ambitionsniveauet er ikke *officielt* blevet mindre, men havvindparkerne er blevet dyrere at etablere pga. stigende omkostninger til materialer og anlægsarbejder, ligesom renten er steget, hvilket har øget kapitalomkostningerne¹. Senest er arbejdet med Energiøen i Nordsøen stoppet, hvilket betyder, at tre års udviklingsarbejde i Energistyrelsen er spildt. Energiøen ved Bornholm er tvivlsom efter en beslutning om, at denne kun bygges, hvis byggeriet er muligt med en statsstøtte, der højst må udgøre 17,6 mia. kr². I boks 1 er de vigtigste politiske udmeldinger om havvind de sidste år vist.

BOKS 1. UDMELDINGER OM HAVVIND

December 2023: Åben-dør ordningen lukkes endeligt

Tillægsaftale, juni 2023 om udbudsrammer for 6 GW havvind og Energiø Bornholm:

- 6 GW havvind i Nordsøen, Kattegat, Hesselø og ved Kriegers Flak udbydes i 2024. Disse parker skal åbne senest ultimo 2030 – Hesselø dog senest ultimo 2029
- Hvis Energiø Bornholm (EØB) kræver støtte finansieres op til 8,7 mia. kr heraf af det forventede overskud på de 6 GW havvind. Herudover budgetteres med 4,9 mia. kr. fra den grønne fond og op til 4 mia. kr. fra det finanspolitiske råderum. Ved et støttebehov på over 17,6 mia. kr bygges øen ikke.
- Både EØB og de 6 GW udbydes med prisen som den eneste parameter – men med bæredygtighedskrav, både fsva CO₂-aftryk, genbrug af møllevinger mv., og med sociale klausuler³
- Staten skal have medejerskab på 20 pct. af de 6 GW
- Mulighed for overplanting, hvis udbyderne finder dette rentabelt

Februar 2023: Klimaministeriet/Energistyrelsen stiller åben-dør ordningen i bero pga. usikkerhed om statsstøtteaspekter

Klimaaf tale, juni 2022:

- Mål om mindst 35 GW havvind i den danske del af Nordsøen i 2050 – gerne mere
- Mulighed for undtagelser i åben-dør-ordningens krav om at vindparker under ordningen skal ligge højst 15 km fra land
- Aftale om forundersøgelser af mindst 6 GW, og heraf etablering af mindst 4 GW inden 2030
- Bekræftelse af aftalen om etablering af to energiøer – i Nordsøen og ved Bornholm

¹ De sidste to år er renten steget med 4-5 pct. En tommelfingerregel er, at en stigning i forrentnings-kravet på 1 pct. pa. øger LCOE for såvel vindparkerne med ca. 2 øre/kWh.

² I maj 2023 blev det offentliggjort, at projektet har en "negativ projektøkonomi" på 31,5 mia. kr.

³ Dette svarer til vores anbefaling i: <https://axcelfuture.dk/s/Bredydgtighedskrav-kan-forsinke-den-grnne-omstilling-April-2023.pdf>

- Fjernelse af administrative barrierer for hurtigere udrulning af havvind

Klimaaftaler, 1.-3.kvartal 2021:

- Aftale om fremrykning af datoen for ibrugtagning af Hesselø-parken fra 2028 til 2027, aftale om justering af åben-dør-ordningen og aftale om, hvordan Energiø Nordsøen skal udbydes.

Klimaaftale, juni 2020:

- Etablering af ”verdens første energiøer” i Nordsøen og ved Bornholm på hhv. 3 og 2 GW – senest i 2030. Energiøen i Nordsøen skal kunne udvides, så den bliver på op til 10 GW.

Det er klogt at sætte fart på udbygningen af dansk havvind, men regeringen har opsat mange snubletråde for sig selv. I oktober 2023 offentliggjorde Axcelfuture en analyse af problemerne knyttet til kravet om et statsligt medejerskab af de kommende vindparker, hvor der lægges op til en statslig ejerandel på 20 pct.⁴ Det vigtigste problem i forbindelse med det statslige medejerskab er de vidtgående krav om en statslig vetoet ift. kommercielle eller tekniske ændringer af parkerne samt risikoen for modstridende interesser om afregningsprisen på den el, der anvendes af den private parkejer til produktion af PtX. Disse krav kan reducere værdien af det statslige udbud, fordi investorerne er nødt til at indregne kravene som en risikofaktor.

Sammenfattende udgøres den samlede plan for havvind således nu af et udbud af 6 GW med krav om statsligt medejerskab og håb om et overskud, dvs. et provenu til staten – nemlig 3 GW i Nordsøen, 0,8-1,2 GW ved Hesselø i 2024 - samt 1 GW i Kattegat og 1 GW ved Kriegers Flak i 2025. Hertil kommer et udbud om 3 GW ved Bornholm. Det sidste udbud kan kræve et tilskud – på op til 17,6 mia. kr, jf. ovenfor. Endelig er der på alle disse sites mulighed for overplanting.

Denne analyse vil i lyset heraf fokusere på tre spørgsmål. For det første: er dansk havvind nu tilbage på sporet? Er vi sikre på at nå i alt 9 GW ny havvind i 2030? Og, for andet: hvad gør vi, hvis en del af de nye udbud ikke lykkes? Og endelig, for det tredje: er der grund til at overveje, om den måde, havvinden udbydes på, svækker konkurrencen på det danske marked for havvind? Hvis den samme byder vinder en stor del af 2024-udbuddene, hvordan vil det så påvirke sandsynligheden for, at vi når de 9 GW inden 2030, og at havvinden bidrager på den bedst mulige måde til den grønne omstilling?

NÅR VI 6-9 GW NY HAVVIND INDEN 2030?

Det sidste danske vindudbud, nemlig af Thor-parken ved den vestjyske kyst, blev offentliggjort i foråret 2021 og afgjort ved lodtrækning, hvor tyske RWE vandt, i december 2021. Men siden da er

⁴ <https://axcelfuture.dk/s/Statsligt-medejerskab-af-havvindparker-risikerer-at-bremse-den-grnne-omstilling-3e2y.pdf>

der ikke udbudt noget dansk havvind.

I 2023 har der været stor usikkerhed om udbygningen af dansk havvind, efter at Klimaministeriet som nævnt ovenfor satte sagsbehandlingen af næsten alle ansøgninger efter åben-dør ordningen i bero. Dette var en del af baggrunden for den tillægsaftale, der blev indgået i juni 2023. Denne aftale omfatter selvsagt hverken de eksisterende havvindparker på i alt 2,3 GW eller de 1,43 GW, der har været i udbud, og nu er ved at blive bygget (Frederikshavn, Vesterhav Syd og Nord, Thor mv.⁵). Aftalen omfatter nye områder, dvs. Hesselø, tre områder i Nordsøen, Kriegers Flak II og Kattegat II. Disse områder er angivet med orange farve (under "nye udbud") i figur 1.

Klimaafspraken lægger til grund, at der etableres 6 GW (ud over Energjø Bornholm) inden 2030. Heri er *ikke* indregnet den planlagte, men nu droppede energjø i Nordsøen. Og Energjø Bornholm er usikker som beskrevet ovenfor.

Danmark står dermed over for en betydelig udfordring med at nå de annoncerede mål for udbygningen med havvind. Til gengæld påvirker det stort set ikke målene for Danmarks territoriale klimaudledninger – hverken i 2030 eller efterfølgende. I Klimafremskrivning 2023 udgør transportens CO₂-udledninger i 2030 og i 2035 ca. 10 og ca. 8 millioner tons – efter at der er taget højde for, at VE-andelen af de anvendte brændstoffer stiger fra ca. 6 pct. i dag til 9 pct. efter 2030. Stigningen på 3 pct. enheder skyldes en forventet stigende produktion af e-fuels, som samlet reducerer den danske CO₂-udledning med ca. 0,3 millioner tons CO₂.

Noget andet er, at en stigende PtX-produktion kan reducere CO₂-udledninger forbundet med international søtransport og luftfart, samt fortrænge dansk import af fx ammoniak (gødning). Det hjælper dog ikke på de danske klimamål.

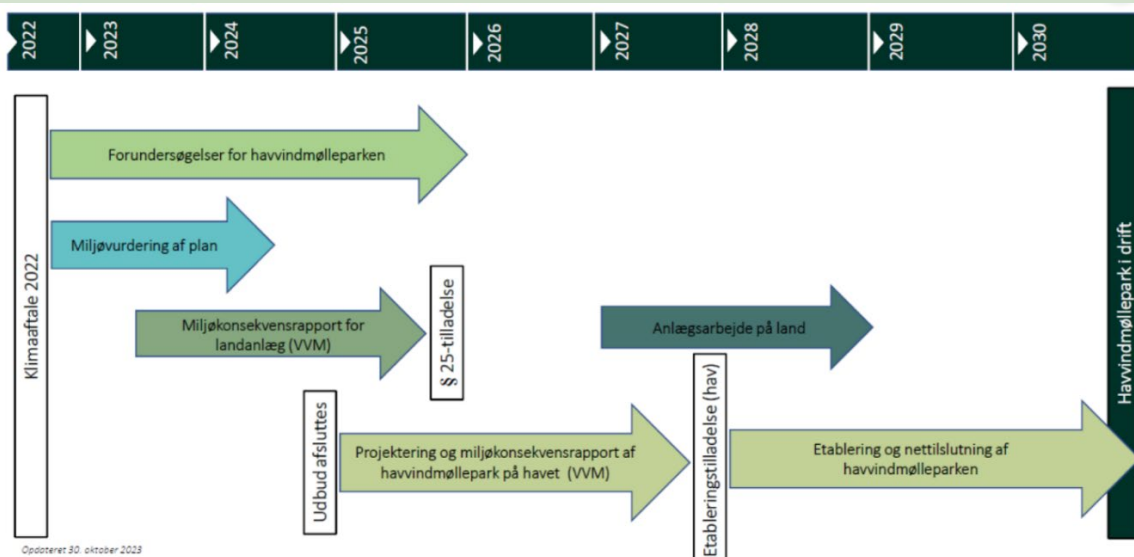
FIGUR 1. OMRÅDER FOR HAVVINDPARKER MED "NYE UDBUD"



⁵ Herudover har Aflandshage (med 0,3 GW) også været udbudt, men blev underkendt i Energiklagenævnet

I figur 2 er tidsplanen for de udbudte områder vist. Budfristen er primo april 2024 revideret, så den nu er december 2025 for Nordsøen og april 2025 for Kattegat, Hesselø og Kriegers Flak II. I lyset af usikkerheden om Energjø Bornholm er der endnu ikke en tidsplan for buddene her.

FIGUR 2. TIDSPLAN FOR UDBUD AF HAVVIND



Kilde: kefm.dk

Der er stor risiko for, at ikke alle de 6 GW vil blive bygget inden 2030, fordi de ikke vil være rentable. Det vil betyde, at udviklerne kun vil bygge dem med tilskud. Usikkerheden hænger sammen med om elefterspørgslen vil udvikle sig som forventet, og om der vil blive bygget et brintrør til Tyskland. Uden et brintrør, eller nye interkonnektorer (strømkabler), kan den samlede elproduktion i mange timer, især når det blæser, overstige den indenlandske, danske elefterspørgsel – i et omfang, hvor de eksisterende interkonnektorer (dvs. den udenlandske efterspørgsel) ikke kan holde priserne oppe. I disse timer "kannibalerer" solproduktionen eller vindproduktionen så at sige sig selv.

Et andet vigtigt forhold, der kan forringe rentabiliteten af havvindparkerne, er, hvis snærende frister for at bygge parkerne (kombineret med bøder, såfremt fristerne overskrides) betyder, at udviklernes tidsfleksibilitet – fx med at have tid til at løse problemerne, hvis der opstår flaskehalse – begrænses.

Det er i denne sammenhæng interessant, at Klimaministeriet selv – i et høringsnotat fra januar 2024⁶ - ikke regner med, at havvindparkerne ved Hesselø og ved Kriegers Flak II vil være rentable.

Det er også interessant, at Klimaministeriet sent i udbudsprocessen har reduceret bøderne for, hvis en budvinder forsinkes eller helt trækker sig, markant, nemlig med ca. 60 pct. (fra højst 3,2 mia. kr pr GW til 1,42 mia. kr). Vi ser dette som en erkendelse af, hvor usikre de markedsmæssige vilkår er.

⁶ Sektorforudsætningsnotat, El og fjernvarme. Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, januar 2024.

OVERPLANTING

Et særligt interessant og vigtigt forhold i udbudsprocessen og for den grønne omstilling på længere sigt er muligheden for overplanting. Dette ord dækker over det forhold, at udviklerne har mulighed for inden for det areal, de får tildelt at bygge en større kapacitet end den minimumskapacitet, udbuddet fastlægger. Det sker ved at anbringe møllerne tættere på hinanden (eller ved at bygge endnu højere møller).

Blandt de områder, der er vist i figur 1, er det imidlertid i praksis kun i Nordsøen, hvor dette er realistisk. De andre steder er områderne enten for små eller – for Hesselø og Kriegers Flaks vedkommende – placeret for langt fra mulige brintrør.

Det oprindelige udbudsmateriale krævede, at de udviklere, der vinder retten til Nordsøarealet, allerede en måned efter tildelingsbeslutningen skulle beslutte sig for omfanget af overplanting. Argumentet herfor var bl.a. hensynet til Energinets planlægning og til miljøgodkendelsen. Vi så imidlertid denne tidsfrist som alt for kort og som ødelæggende for muligheden for at udnytte områderne bedre til at styrke den grønne omstilling.

Efter kritik fra markedets aktører er fristen i det endelige udbudsmateriale forlænget, så byderne nu skal beslutte sig for omfanget af overplanting 6 måneder efter tildelingen.

Incitamentet til overplanting afhænger især af forventninger til markedsudviklingen (især priserne på el og brint), teknologiudviklingen (hvor meget kan omkostningerne til elektrolyse nedbringes) samt ikke mindst af, om der kommer et brintrør til Tyskland (som vi vender tilbage til). Hertil kommer offentlig regulering. Flere markedsaktører peger her på, at det først ventes afklaret medio 2025, hvordan Tyskland vil implementere RED III (Renewable Energi Directive III) og bordsbestemmelserne i RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin), og at det derfor først er i 2025, udviklerne tør binde sig til overplanting. Vi havde derfor helst set en væsentligt længere tidsfrist end de 6 måneder – helst på to år. Vi vurderer endvidere, at de problemer, dette ville have medført for Energinet og for miljøgodkendelserne, kunne løses.

Alternativt kunne virksomhederne med en frist på et par måneder efter tildeling angive en foreløbig ramme for overplantingen, som virksomhederne herefter kan trække tilbage indtil fx udgangen af 2026. I så fald kunne miljøtilladelserne godkendes efter den maksimale tæthed af vindmøllerne, så der ikke spildes tid.

Den relativt korte frist på 6 måneder, som det er endt med, medfører en risiko for, at der ikke overplantes – dvs. at der bygges mindre vindkapacitet end ellers muligt.

USMART AT MANGE EUROPÆISKE VINDPARKER SKAL TILSLUTTES I 2030

Markedet for opstilling af vindparker er globalt – med Vestas og Siemens som store danske og europæiske spillere i konkurrence med bla. amerikanske GE og især en række kinesiske virksomheder. Kina har en strategi om at blive verdensledende på grønne teknologier, herunder vind, på samme måde som Kina er blevet på solenergiområdet.

Som modtræk for disse kinesiske ambitioner som bakkes op af en betydelig kinesisk statsstøtte, har USA indført IRA-pakken (Inflation Reduction Act, som giver betydelig statsstøtte til amerikanske virksomheder). I Europa er det væsentligste værn antidumpingreglerne samt nationale regler om investeringscreening – samtidigt med, at EU's statsstøtteregler er blødt op, så der inden for visse rammer kan ydes statsstøtte til grønne projekter. De fleste EU-lande, samt EU-Kommissionen, har erkendt, at der vil være sikkerhedspolitiske risici forbundet med en udvikling, hvor en stor del af de grønne teknologier, som EU skal bruge i de næste årtier, produceres i Kina.

I dette globale billede forekommer det betænkeligt, at en række europæiske lande⁷ – og nu Danmark – gennemfører vindudbud med krav om nettilslutning senest ultimo 2030. Dette øger risikoen for flaskehalse hos leverandører og underleverandører i vindindustrien. Såfremt kinesiske leverandører holdes ude, vil det øge prisen på leverancerne. Såfremt de ikke holdes ude, vil det øge sandsynligheden for, at en stor del af leverancerne må komme fra Kina. Begge dele vil være uheldige.

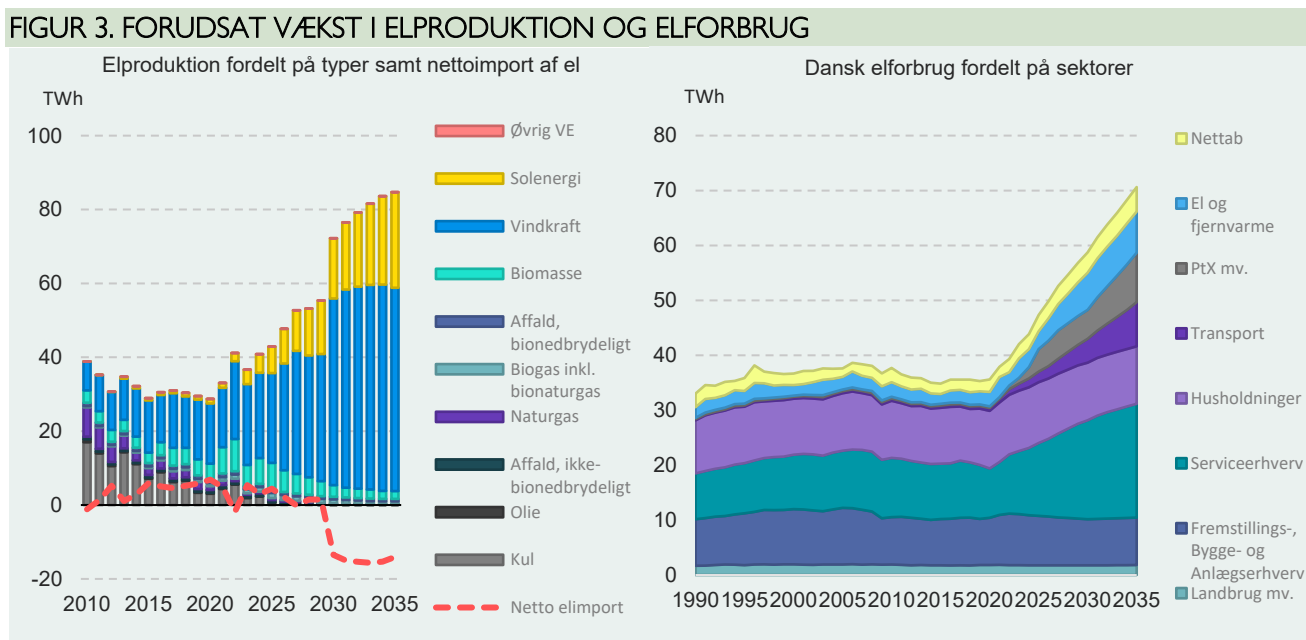
DET DANSKE BRINTMARKED

Produktionen fra de "nye" 6 GW havvind er nødvendig for at fordoble den samlede danske elproduktion frem mod 2035, som det er forudsat i Klimafremskrivning 2035 – hvor forbruget fordobles, men hvor produktionen forventes at stige endnu mere, således at Danmark – modsat i de senere år – i væsentligt omfang kan blive nettoeksportør af grøn strøm.

De investorer, der skal finansiere vindparkerne, står dog over for at skulle vurdere sandsynligheden

⁷ Et eksempel er de tyske udbud, som blev gennemført i 2030, jf.: [German offshore auctions award 7 GW of new wind; future auctions must avoid negative bidding | WindEurope](#)

for, at efterspørgslen stiger i det forudsatte tempo, som det fremgår af figur 3.



Kilde: Klimafremskrivning 2023

Ca. en fjerdedel af forøgelsen af VE-kapaciteten skal bruges til PtX (dvs. brintproduktion), mens tre fjerdedel skal understøtte en generel elektrificering, med datacentre, elbiler og varmepumper som de vigtigste drivere.

Udbud og efterspørgsel er indbyrdes afhængige. Udviklerne skal imidlertid træffe investeringsbeslutningerne flere år inden, det står klart, om elektrificeringen udvikler sig som forudsat. Det kan hæmme lysten til at byde – og dermed de priser, udviklerne vil betale for retten til at bruge havbunden.

En yderligere usikkerhed knytter sig til PtX-udviklingen. Den danske PtX-produktion kan antage flere former. Produktionen af brint gennem elektrolyse kan således ske inde i møllerne (ved såkaldt tryksat elektrolyse), på havet på platforme eller egentlige øer, eller på land - evt. hvor strømmen føres ind via en direkte linje, der ikke pålægges transmissionstariffer.

I dag er næsten al elektrolyse alkalisk – men andre udviklere, med Topsøe i spidsen, forsker intensivt i keramisk elektrolyse (såkaldt SOEC, Solid Oxide Electrolyser Cells), som er endnu dyrere, men mere energieffektiv. Brinten kan enten anvendes direkte i industrien, især til højtemperaturprocesser, til eksport, eller til PtX-forædling. En række PtX-udviklere har således konkrete planer for produktion af e-fuels, fx til søtransport og til jet-fuel.

Det danske behov for brint er imidlertid meget lille, og en betydelig brintproduktion forudsætter derfor, at brinten billigt kan sælges og eksporteres til Tyskland. Og det kræver et brintrør.

Endelig kan den grønne danske strøm eksporteres som strøm, jf. den stiplede røde kurve i figur 3, venstre del.

Selv om det således kun er ca. en fjerdedel af stigningen i elforbruget frem mod 2035, der

forventes anvendt til PtX i markedet, vurderer vi, at uden denne PtX-efterspørgsel vil en udbygning af vindkapaciteten i det planlagte omfang presse el-prisen så meget ned, at investeringer i vindparker bliver urentable.

Der er i de seneste år både indgået en principaftale mellem Danmark og Tyskland om at bygge et brinttør⁸. Denne aftale blev i november 2023 fulgt op af en samarbejdsaftale mellem Energinet og Gasunie Deutschland⁹. Disse aftaler er imidlertid ikke nok, for det er fortsat uklart hvor store mængder brint tyskerne er villige til at aftage – hertil kommer, at det også er uklart hvordan brinten kommer længere ned i Tyskland til de store aftagere i Ruhr-distriktet. I øjeblikket, hvor kvoteprisen er helt nede på 450 kr. per tons CO₂ er vi meget langt fra, at grøn brint er konkurrencedygtig med fossil gas.

Vi ser det imidlertid som afgørende for vellykkede udbud af de danske havarealer, at planerne om et jysk-tysk brintrør hurtigt realiseres med en bindende dansk-tysk aftale og bindende investeringsbeslutninger. Den risiko, der vil være i starten for, at et brintrør med stor kapacitet ikke udnyttes fuldt ud, bør delvist afdækkes af staten – men udviklerne bør naturligvis også tage en del af risikoen.

Energinet har i 2023¹⁰ analyseret omkostningerne til et jysk brintrør fra den dansk-tyske grænse til Lille Thorup (hvor brinten vil kunne lagres), over Esbjerg og Holstebro, Den samlede rør længde vil være 360 km (inkl. forbindelse til Fredericia) og skønnes at koste 10-22 mia. kr. (det høje beløb inkluderer kompressorstationer). Det er usandsynligt, at der på kort sigt kan skaffes tilstrækkelige private garantier, der sammen med en statslig garanti kan dække hele denne investeringssum.

Et alternativ, hvor der i første omgang kun lægges et rør fra Esbjerg, hvor brint produceret i Nordsøen, eller på land, til grænsen vil kun indebære ca. 130 km rør svarende til en investering på 40-45 pct af de 10-22 mia. kr. Hvis det eksisterende gasrør fra Egtved til Frøslev genbruges, er investeringen endnu mindre, idet der så kun skal lægges 80 km rør. Da brintforbruget i Danmark også på sigt må forventes at være begrænset, og en stor del af energiproduktionen i de kommende vindparker skal eksporteres, forekommer en sådan nedskalering af projektet og dermed af de danske skatteyderes risiko at være det eneste rigtige på nuværende tidspunkt.

Hvis staten kun skal dække ca. halvdelen af en garanti på ca. 5-7 mia. kr, vil finansieringen være nemmere at tilvejebringe. Selv i et sådant scenarie vil der dog være risiko for, at der ikke vil være truffet bindende investeringsbeslutning om et brintrør inden budfristen på havvindparkerne, og det kan i afgørende grad begrænse appetitten på at byde.

Drøftelserne om statslige garantier er endt med en politisk aftale, som giver Energinet mulighed for at bygge den danske del af brintrøret, såfremt der indgås bindende aftaler med private parter om transport af brint svarende til en energieffekt på 1,4 GW. Med det energitab, der er ved elektrolyse (på ca. 30 pct, dvs. en energieffektivitet på ca 70 pct.) svarer det til en dedikeret vindkapacitet på ca. 2 GW. Men da det som bekendt kun blæser ca. halvdelen af året, og da rørene i sig selv kan fungere som brintlager gennem et varierende tryk, vil private bookinger på 1,4 GW

⁸ Marts 2023: [Joint Declaration Hydrogen DNK-DEU .pdf \(kefm.dk\)](#)

⁹ [Plans for Danish-German hydrogen network gain ground - Offshore Energy \(offshore-energy.biz\)](#)

¹⁰ Brinttransmissionsinfrastruktur i Jylland Feasibilitystudie. Energinet, 2023

brint i realiteten modsvarer produktionen fra mindst 3 GW havvind.

En sådan energimængde vil derfor formentlig kræve tilsagn *både* fra en række større, landbaserede anlæg og fra de kommende vindere af havvindudbuddene i Nordsøen.

Energinet regner med at have bindende bookinger medio eller ultimo 2025, altså efter budfristen på havvind-parkerne. Selv om det kunne være fristende at udskyde vindudbuddene til efter det er afklaret, om brintrøret kommer, ville en sådan udskydelse indebære risiko for, at hverken brintrøret eller havvindparkerne realiseres.

En mere realistisk plan kunne derfor have været en mindre udskydelse af havvind-udbuddene kombineret med en ret for de, der vinder udbuddene i Nordsøen, til at udskyde ibrugtagningen af havvindparkerne i Nordsøen svarende til en eventuel forsinkelse af brintrøret. Jo større samtidighed, der kan opnås mellem færdiggørelsen af brintrøret – og tilslutningen hertil, både i Danmark og i Tyskland – samt færdiggørelsen af havvindparkerne, jo højere vil rentabiliteten af investeringerne både i brintrør, i elkabler, i elektrolyseanlæg og i vindparkerne være.

En ubetinget ret for de, der vinder havvindudbuddene i Nordsøen, til omkostningsfrit at opgive at bygge vindparken, anser vi for at være for vidtgående.

ENERGIØ BORNHOLM

Nogle særlige betragtninger er relevante vedr. Energiø Bornholm, som også har været på tegnebrættet længe, nemlig siden juni 2020, jf. boks 1.

Ansvar for udbuddene vedr. Energiø Bornholm ligger hos Energinet. Projektet består af en havvindpark sydvest for Bornholm, betydelige landanlæg på Bornholm, omformere og konvertere, et søkabel til Sjælland på 209 km samt 31 km landkabel, samt endelig et 130 km søkabel til Tyskland. Da det tyske prisniveau på el er højere end det danske niveau, er den tyske interesse i projektet størst. Tyskland er derfor parat til at betale for kablet fra Tyskland til Bornholm og for halvdelen af landanlæggene. Danmark skal betale for den anden halvdel af landanlæggene, for søkablet til Sjælland og endelig landanlæggene på Sjælland. Det er denne udgift, der – med enkelte tillæg – udgør de 17,6 mia. kr., der er nævnt ovenfor¹¹.

Rammerne for projektet er stadig uklare, men indeholder som et positivt element muligheder for innovation, især mht. brintproduktion, som afhængigt af de valgte teknologier både kan ske i møllerne og på land.

Projektet er beskrevet med to alternativer. Alternativ 1 er en vindpark på i alt 3 GW (som er større end den oprindelige plan om en ø med 2 GW), forbundet med et kabel til Sjælland på 1,2

¹¹ Energinet, 2022: Businesscase for Energiø Bornholms elinfrastruktur, samt Energinet, 2023: Tarifmetode for energiproducenter – omkostninger til Energiø Bornholm samt væsentlige risici

GW og et kabel til Tyskland på 2 GW. I alternativ 2 er der alene et kabel til Danmark på mindst 2 GW. Alternativ 2 er imidlertid ikke et reelt alternativ, idet projektøkonomien her er dårlig, fordi elproduktionen i dette scenarie forventes at presse elprisen ned i mange af årets timer.

I en politiske "tillægsaftale" fra juni 2023 om havvinduddene og Energjø Bornholm præciseres det, at Energjø Bornholm-projektet kun realiseres, hvis statstilskuddet alene skal dække infrastrukturomkostningerne, mens vindmøllerne – og den mulige, tilhørende PtX-produktion – kan hvile i sig selv. Tilskuddet på op til 17,6 mia. kr. finansieres med det forventede overskud fra udbuddene i resten af Danmark på i alt 8,7 mia. kr., 4,9 mia. kr. fra den grønne fond og 4,9 mia. kr. for det finanspolitiske råderum efter år 2030. Det anerkendes i aftalen, at "tidsplanen er presset" mht. at nå at færdigbygge Energjø Bornholm inden udgangen af 2030, men ikke desto mindre fastholdes denne ambition.

Hvis projektet droppes, vil det muligvis kunne skuffe tyske interesser. Det er dog svært at se, hvorfor både Danmark og Tyskland ikke vil være bedre stillet med en realisering af såvel Hesselø som Kriegers Flak II – især henset til, at et nyt kabel fra Kriegers Flak til Tyskland vil være væsentligt billigere for Tyskland at bygge end et kabel til Bornholm, og at Hesselø og Kriegers Flak II vil give samme forøgelse af elkapaciteten i Østdanmark som Energjø Bornholm.

I forhold til interessen i erhvervsudvikling på Bornholm vil et væsentligt mindre projekt end Energjø Bornholm være fuldt tilstrækkeligt til både at give Bornholm mere forsyningssikkerhed i forhold til afbrydelser af det eksisterende elkabel mellem Bornholm og Sverige på kun 50 MW, og i forhold til bornholmske elefterspørgsel.

Endelig forekommer det forhastet at fastholde ambitionen om at Energjø Bornholm for enhver pris skal stå færdig ultimo 2030. Især hvis et af argumenterne er mulighederne for innovation og læring vil det være uklogt at sætte snævre tidsrammer for denne proces.

KONKLUSION VEDR. HAVVIND-UDBUDDENE

Den samlede konklusion vedrørende havvind-udbuddene er, at der er stor usikkerhed om rentabiliteten af parkerne. Der er derfor risiko for, at der – med de eksisterende udbudsbetingelser – kun vil komme bud på nogle af parkerne. Det vil sætte de danske vind-planer tilbage – og det vil derfor være en god ide at have en "Plan B", såfremt dette sker.

Herudover ser vi det også som vigtigt, at der skabes *konkurrence* på det danske brintmarked. Brint er i dag så dyrt at transportere over lange afstande, at der ikke kan siges at være et globalt brintmarked med nogenlunde ens priser på tværs af regioner¹². I realiteten vil der være et jysk-nordtysk marked for brint, hvis det lykkes at etablere et brintrør fra den jyske vestkyst og ned til Tyskland.

¹² Dette er beskrevet i: <https://axcelfuture.dk/s/KAN-DANMARKS-BRINTAMBITIONER-REALISERES.pdf> (marts 2023)

Både i forhold til forhandlingerne om vilkår og tariffer med rørejeren og i forholdet til aftagerne af brint vil et lokalt monopol på brint kunne hæmme udviklingen. Det vil derfor være en stor fordel, at en enkelt byder ikke sætter sig på alle de vindparker, som kan levere strøm til brint – eller brint direkte – på dette marked.

Spørgsmålet om tilstrækkelig konkurrence er sekundært i forhold til det overordnede spørgsmål om, hvorvidt der overhovedet vil komme bud på vindparkerne. Vi vurderer dog, at utilstrækkelig konkurrence kan øge risikoen for, at vindparkerne efter et udbud bliver bygget til tiden, og har derfor gennemført en særlig analyse af konkurrenceforholdene, som vedlægges denne rapport som bilag.

Vores konklusion er derfor følgende anbefalinger, såfremt der – som vi forventer – ikke kommer bud på alle de udbudte arealer, og der derfor skal ske et genudbud:

- Nedskaler brintrør-projektet, så det i første omfang kun omfatter en rørforbindelse fra Esbjerg til grænsen, og anvend den statslige medfinansiering til at fremskynde denne del.
- Gennemfør udbuddene med mulighed for statslig støtte efter en klassisk CfD-model (Contract for Difference)
- Giv byderne mere end 5 år fra tildelingstidspunktet til parkerne skal tilsluttes og starte produktion for at give større tidsfleksibilitet og dermed større værdi. Det vil selvsagt udskyde vindudbygningen – men det vil samtidigt reducere behovet for statsstøtte. Og en udskydelse på f.eks. to år vil stort set ikke påvirke muligheden for at nå Danmarks 70 pct.-mål
- Tillad herudover, at byggeriet af parkerne og ibrugtagningen udskydes, såfremt brintrøret ikke bygges til tiden.
- Giv de vindende bydere en frist på to år til at beslutte, i hvilket omfang, de vil overplante
- Udskyd beslutningen om Energiø Bornholm til det er afklaret, om alle de øvrige udbud gennemføres med et vindende bud – og udskyd, hvis Energiø Bornholm herefter fortsat skal udbygges, fristen for færdiggørelsen af energiøen, så der bliver tid til innovations- og læringsprocessen.
- Drop kravet om et statsligt medejerskab
- Sæt et loft, så en enkelt byder højst kan vinde 2 af de 3 udbudte GW i Nordsøen.

BILAG: RISIKO FOR SKÆVVRIDNING AF KONKURRENCEN

Der er tre relevante markeder at se på, når det skal vurderes, om konkurrencen fungerer godt nok. Det er:

- markedet for køb og salg af strøm i hver enkelt time (Nordpoolmarkedet)

- markedet for produktion og opstilling af vindmøller
- markedet for køb/salg af brint produceret med VE-overskudsstrøm

Der er også andre relevante markeder, som kunne være inddraget, fx markedet for salg af systemydelse, markedet for balanceringsydelser og markedet for langvarige kontrakter (PPA-markedet, dvs. Power Purchasing Agreements), som for overskuelighedens skyld udelades her, da de ikke ændrer afgørende ved de samlede konklusioner.

I de næste afsnit gennemgås hovedtrækkene af, hvordan *Nordpool* fungerer, og herefter beskrives markedet for produktion og opstilling af vindmøller. Brintmarkedet er beskrevet ovenfor.

I dag regnes Nordpoolmarkedet som et velfungerende marked med god konkurrence. Men sådan har det ikke altid været, og det er ikke givet, at det også vil være sådan fremover.

Nordpoolmarkedet for el består først og fremmest af et spotmarked, hvor der en gang om dagen afholdes en auktion for udbud og efterspørgsel efter strøm i hver time i det efterfølgende døgn (mellem kl 12 en dag og kl 12 næste dag). Hver udbyder af strøm (fx kraftvarmeværker, solcelleparker eller vindmølleparker) byder med en udbudskurve, dvs. en tabel over, hvor meget strøm den pågældende vil udbyde ved forskellige priser. De handlere, der – på vegne af kunder – skal bruge strøm, melder tilsvarende en efterspørgselskurve ind. Herefter dannes en strømpris for hver time i døgnnet. Denne strømpris afregnes alle udbydere og efterspørgere med, uanset hvordan deres bud har set ud.

Denne proces sker for hvert Nordpoolområde, idet de fleste lande består af flere delområder afhængigt af kapaciteten for at transportere strøm mellem disse. Danmark består således i dag af to delområder – DK1, der består af Jylland og Fyn mv., og DK2, der består af Sjælland, Lolland-Falster og tilhørende øer.

Da alle forbrugere og virksomheder bruger strøm, er hele samfundet afhængig af, at denne konkurrence om at producere strømmen billigst muligt fungerer godt. Som udgangspunkt er dette også tilfældet, idet hver producent maksimerer sin indtægt ved at byde ind med priser, der modsvarer producentens marginale omkostninger. Hvis en producent byder ind med priser, der er højere end marginalomkostningerne, risikerer producenten at miste en produktions- og salgsmulighed, der ville have givet en avance. Og hvis producenten ”dumper” prisen ned til under omkostningerne, vil producenten også lide et tab.

Disse forhold gælder imidlertid ikke altid. Hvis producenten har en stor markedsandel i det pågældende Nordpoolområde, kan det betale sig at hæve prisen, fordi risikoen for at miste sit salg er mindre end den forventede gevinst ved at øge prisen på den strøm, som vil blive solgt under alle omstændigheder.

Inden elmarkedet blev liberaliseret i 1990'erne var der stort set monopol på produktion af strøm hhv. øst og vest for Storebælt, efter at de vstdanske producenter var fusioneret i Elsam og de østdanske i Elkraft.

I 2004 købte Elsam sjællandske NESA – i øvrigt for næsen af DONG, der også havde forsøgt at købe NESA. Denne fusion skulle imidlertid godkendes af Konkurrencerådet, efter at Folketinget havde indført fusionskontrol i 2000. Konkurrencerådet var bekymret for mulighederne for, at en stor dansk el-monopolist ville kunne udnytte sin markedsmagt, på trods af det allerede etablerede

Nordpool-marked, som Danmark var blevet en del af sidst i 1990'erne. Fusionen blev derfor kun godkendt, efter at Elsam havde afgivet en række tilsagn, jf. boks B1.

Året efter, i 2005, fusionerede DONG med ELSAM-NESA – samt med Frederiksberg Forsyning og Københavns Energi. Denne fusion var så stor, at den skulle godkendes af EU og ikke af Konkurrencerådet. På baggrund af de tilsagn, der var afgivet året forinden, fandt EU, at konkurrencen på elmarkedet stort set var tilfredsstillende og koncentrerede sig derfor om gasmarkedet. Godkendelsen af denne fusion faldt på plads, da DONG accepterede flere tilsagn, herunder at sælge gaslageret i Lille Thorup til staten.

BOKS B1. ELSAMS KONKURRENCEFREMMEDE TILSAGN VED FUSIONEN MED NESA

<ul style="list-style-type: none">• Elsam skulle sælge en del af sin kraftvarme-produktionskapacitet• Elsam skulle ophøre med at opkøbe decentrale kraftvarmeværker• Elkraft System og Transmission skulle sælges til staten	<ul style="list-style-type: none">• Elsam skulle sikre, at der blev bygget et Storebæltskabel• Nye, konkurrerende elleverandører skulle have adgang til NESA-kundernes forbrugsprofiler for at kunne markedsføre sig direkte over for disse.
--	---

Kilde: Konkurrencestyrelsen, marts 2004: Fusionen mellem Elsam og NESA

De to fusioner lagde på denne måde grunden til det elmarked, vi kender i dag, hvor staten ejer det overordnede transmissionsnet (i dag gennem Energinet.dk), og hvor produktion, transport og salg af el herudover er adskilt og unbundet. Samtidig er Øst- og Vestdanmark forbundet, så der også er konkurrence mellem øst- og vstdanske udbydere af strøm over Storebælt.

Konkurrencerådet var i de efterfølgende år stadig bekymrede for konkurrencen på elmarkedet, og vurderede, at Nordpool-systemet ikke i sig selv sikrede en god konkurrence. På den baggrund behandlede rådet klager mod det daværende ELSAM for at tilrettelægge sine bud, så prisen i Danmark blev koblet til det tyske prisniveau i de timer, hvor prisniveauet her var særligt højt. Selv om ingen af disse sager i sidste ende førte til sanktioner mod Elsam, medvirkede de til en bedre forståelse af risiciene for markedsforvridninger.

På baggrund af disse sager, samt lignende sager andre steder i Europa, indførte EU i 2011 den såkaldte REMIT-forordning (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency). Denne forordning, som i Danmark udmøntes af Forsyningstilsynet, medfører stramme regler for den måde, markedsaktørerne skal byde på, og kræver fx dokumentation og forklaring, hvis aktørerne ikke byder deres fulde kapacitet ind på markedet).

I de sidste 10-15 år er konkurrencen på elmarkedet også af andre grunde blevet skærpet. Det skyldes først og fremmest, at Ørsteds markedsandel er blevet mindre, idet kraftvarmeværkerne – hvoraf Ørsted stadig ejer de fleste – har fået mere og mere konkurrence fra vindmølle- og solparker. Spørgsmålet er imidlertid, om det vil være ved, eller om der igen er risiko for utilstrækkelig konkurrence. Dette spørgsmål vender vi tilbage til nedenfor.

HVOR STÆRK ER KONKURRENCEN PÅ ELMARKEDET FRA UDLANDET?

Ovenfor blev metoden til at fastlægge elprisen i hvert af døgnets timer, i hvert Nordpoolområde, beskrevet. Som en integreret del af denne procedure bestemmes samtidig transmissionen i hver time mellem alle områderne. Hvis transmissionskapaciteten er tilstrækkelig til at transportere hele overskudsstrømmen fra et område til et naboområde med underskud af strøm, bliver prisen i den pågældende time ens i de to områder. Hvis kapaciteten er utilstrækkelig, så transmissionen mellem de to områder når kapacitetsloftet, bliver prisen forskellig, og ejeren af transmissionskablet – den systemansvarlige, som i Danmark er det statsejede Energinet.dk – vil få en flaskehalsindtægt.

Det har derfor stor betydning for konkurrenceforholdene på elmarkedet, hvor stor transportkapaciteten mellem Nordpoolområderne er. Når kapaciteten er stor, konkurrerer udbydere i hvert område i høj grad med hinanden – og når kapaciteten er lille, er konkurrencen mindre.

Beslutninger om at udbygge kapaciteten mellem landene er sidste ende et politisk spørgsmål, som i hvert tilfælde kræver enighed mellem de to involverede lande. Da elpriserne i normalår er lavere i Norge og Sverige end i Danmark, hvor priserne igen er lavere end i Tyskland, Holland og i UK, så går den største del af udenrigshandelen med el fra nord mod syd. Nye kabelforbindelser mellem Norge/Sverige og Danmark vil som udgangspunkt øge priserne i Norge og Sverige og dermed være til fordel for producenterne i dette område og til ulempe for forbrugerne – herunder både husstande og energiforbrugende virksomheder.

Nye kabelforbindelser mellem Danmark og Tyskland, Holland og UK vil tilsvarende øge den danske elpris til fordel for danske elproducenter og til ulempe for danske forbrugere.

I tabel B1 er vist en oversigt og kabelforbindelserne til omverdenen for de to danske elområder – DK1 (Jylland og Fyn) og DK2 (Østdanmark).

TABEL B1. TRANSPORTKAPACITETER I FT DE DANSKE NORDPOOLOMRÅDER FREM MOD 2030

Forbindelse	Fra	Til	Importkapacitet (MW)	Eksportkapacitet (MW)	Type ²⁰	Driftsperiode
Skagerrak	DK1	NO2	1.632	1.632	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Konti-Skan	DK1	SE3	715	715	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Jylland-Tyskland	DK1	DE	2.500 stigende til 3.500	2.500 stigende til 3.500	AC	Hele fremskrivningsperioden. Kapaciteten forventes forøget med 1.000 MW i løbet af 2025.
COBRA	DK1	NL	700	700	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Viking Link	DK1	GB	1.400	1.400	HVDC	2024 og frem.
Øresund	DK2	SE4	1.300	1.700	AC	Hele fremskrivningsperioden.
Kontek	DK2	DE	600	585	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Kriegers Flak	DK2	DE	400	400	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Storebælt	DK1	DK2	600	590	HVDC	Hele fremskrivningsperioden.
Energjø Bornholm Udland	EØB	DE	2.000	2.000	HVDC	2029 og frem.
Energjø Bornholm DK	EØB	DK2	1.200	1.200	HVDC	2029 og frem.
Energjø Nordse Udland	EØN	BE	2.000	2.000	HVDC	Indgår ikke i KF23 grundforløbet, men fra 2032 og frem i alternativforløb.
Energjø Nordse DK	EØN	DK1	1.400	1.400	HVDC	Indgår ikke i KF23 grundforløbet, men fra 2032 og frem i alternativforløb.

Kilde: Klimafremskrivning 2023

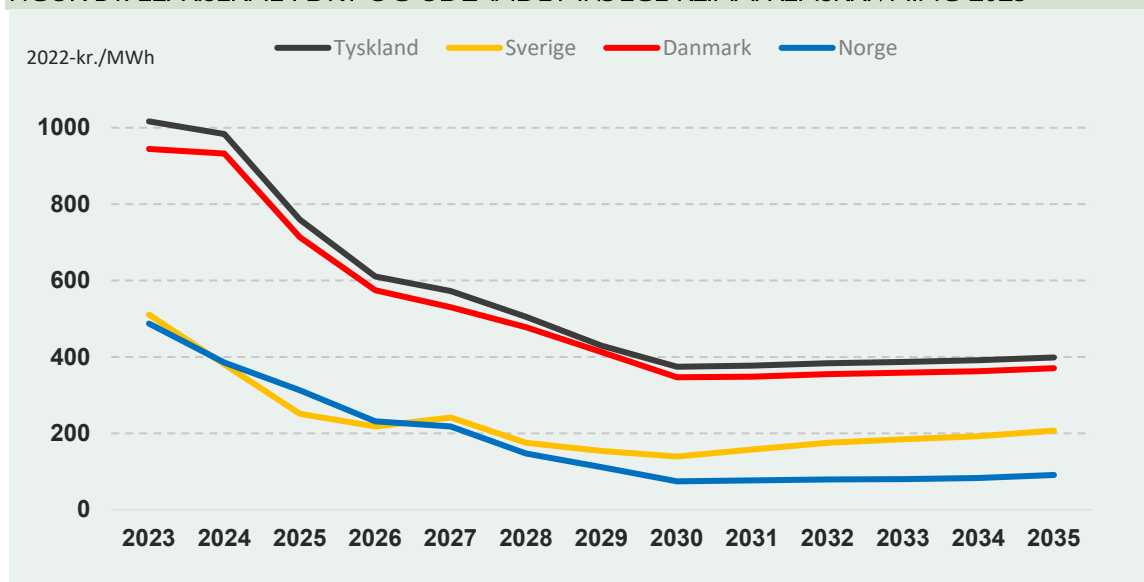
Den nyeste af de eksisterende udlandsforbindelser er Viking-kablet mellem Jylland og UK, som blev taget i brug primo 2024. I 2025 forventes kapaciteten mellem Jylland og Tyskland øget med 1 GW. Herefter ventes ingen andre nye forbindelser før energjerne ved Bornholm og i Nordsøen evt. etableres.

Den samlede kapacitet mellem både DK1 og udlandet, og DK2 og udlandet, er stor, også set i en europæisk sammenhæng, hvilket har betydet, at Danmark i mange timer i løbet af et år er "transitland" for strøm med en pris, der svarer til enten den norske/svenske pris eller den tyske. Udlandskonkurrencen er mao. relativ stærk i dag. En vigtig pointe er imidlertid, at udlandskonkurrencen vil blive mindre stærk fremover. Den samlede udlandskapacitet for DK1 og DK2 på i dag godt 9 GW vil stige til godt 10 GW. Denne stigning er relativt langt mindre end den forventede stigning i det samlede elforbrug, som stort set er en fordobling.

KONKURRENCEN PÅ DET VESTDANSKE ELMARKED

DK1 – Jylland og Fyn – står for mere end 60 pct. af det danske elektricitetsforbrug. Herfra er der udlandsforbindelser til Tyskland, Holland, UK, Norge og Sverige (jf. tabel 1) – samt forbindelse til DK2 via Storebæltskablet. I Klimafremskrivning 2023 ventes de jyske priser at ligge tæt på, men dog en anelse under, de tyske priser – men væsentligt over de svenske og endnu mere over de norske priser, jf. figur B1.

FIGUR B1. ELPRISERNE I DK1 OG UDLANDET IFØLGE KLIMAFREMSKRIVNING 2023



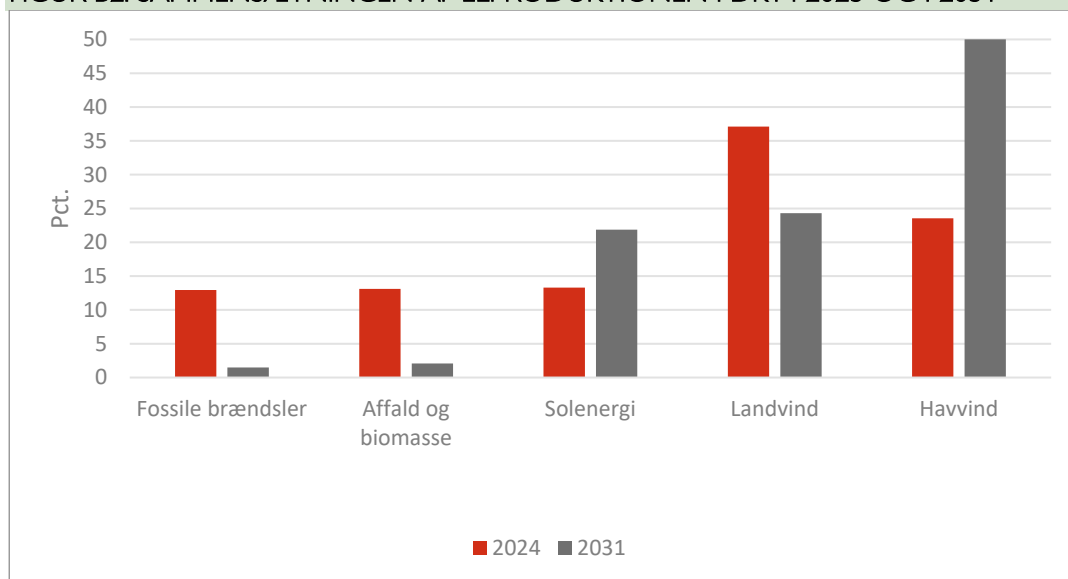
Kilde: Klimafremskrivning 2023

Baggrunden for denne prisenfremskrivning er først og fremmest et stærkt stigende udbud af vind og sol – især havvind, hvis andel næsten fordobles i fremskrivningen frem til 2031, jf. figur B2.

Solcelleparkernes andel siger til mere end det dobbelte, dog fra et lavere niveau, mens landvindens andel falder – ikke som følge af et absolut fald i vindproduktionen, men som følge af en absolut stigning, der er helt utilstrækkelig til at følge med fordoblingen af det samlede elforbrug.

Elproduktionen på kraftvarmeanlæg, der fyres med biomasse, gas eller fossile brændsler (primært kul) reduceres kraftigt.

FIGUR B2. SAMMENSÆTNINGEN AF ELPRODUKTIONEN I DK1 I 2023 OG I 2031



Kilde: Klimafremskrivning 2023 og egne beregninger

For en vurdering af konkurrenceforholdene er det afgørende, hvordan ejerforholdene til de dominerende elproduktionsanlæg ser ud. I tabel B2 er ejerskabet af de eksisterende og de udbudte havvindparker vist. De tre største andele af havvindkapaciteten ejes af svenske Vattenfall, tyske RWE og danske Ørsted.

TABEL B2. EJERSKABET TIL STØRRE DANSKE VINDPARKER

Park	Område	Startår	Kapacitet (MW)	Ejer
Horns Rev 1	DK1	2002	160	Vattenfall 60%, Ørsted 40%
Horns Rev 2	DK1	2009	209	Ørsted
Anholt	DK1	2012-13	400	Ørsted
Horns Rev 3	DK1	2019	407	Vattenfall
Kriegers Flak	DK1	2021	605	Vattenfall
Frederikshavn	DK1	2024-27	72	Frederikshavn OWP
Vesterhav Syd og Nord	DK1	2023	350	Vattenfall
Thor	DK1	2026	1000	RWE
Middelgrunden	DK2	2000	40	HOFOR/Middelgrundens Vindlaug
Nysted	DK2	2003	166	Ørsted 80%, E.on 20%
Rødsand	DK2	2010	207	RWE
I alt, Vattenfall			1458	
I alt, RWE			1207	
I alt, Ørsted			806	

Kilde: ens.dk

De eksisterende samt de udbudte havvindparker vil stå for næsten 50 pct. af den samlede elproduktion i 2031, når alle de "nye" 6 GW havvind er etableret (heraf 4 GW i DK1). Hvis Vattenfall, RWE eller Ørsted vinder alle de 4 nye GW i den kommende udbudsrunde vil denne aktør herefter stå for 40 pct. af den samlede forventede elproduktion i DK1 efter 2030.

Det vil selvsagt være et gennemsnit for alle årets timer – andelen vil være væsentligt højere i de timer, hvor det blæser mest, og men selvsagt også mindre, når det ikke blæser.

Den gennemsnitlige andel vil være svare til den andel på ca. 40 pct., der efter dansk og europæisk konkurrenceret afgør, om en virksomhed har en dominerende position på et marked.

Endelig skal den relativt store transmissionskapacitet til og fra udlandet, som blev beskrevet ovenfor, indgå i vurderingen. Det samme skal det forhold, at vindmøllejerne ikke umiddelbart kan styre produktionen. Den samlede konklusion er derfor, at der vil være begrænset konkurrence på elmarkedet i DK1, hvis en byder vinder alle de 6 GW, der udbydes i Nordsøen og i Kattegat. Men denne konkurrencebegrænsning vil dog ikke være problematisk – bla. på grund af den REMIT-regulering, vi beskrev ovenfor.

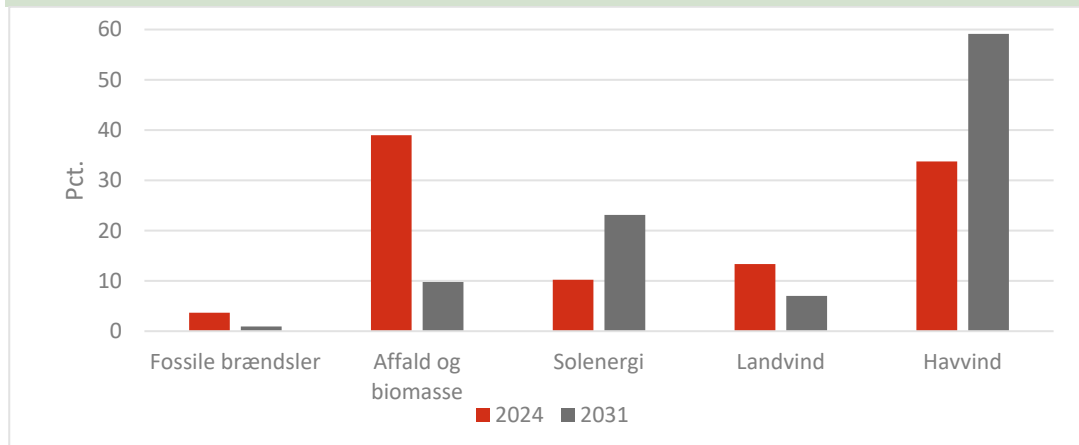
KONKURRENCEN PÅ DET ØSTDANSKE ELMARKED

Elmæssigt er Sjælland "lillebror" til Jylland og Fyn. Der er færre havvindparker, men også færre energitunge virksomheder. Selv om næsten halvdelen af Danmarks befolkning bor øst for Storebælt står dette elområde (DK2) for kun en tredjedel af Danmarks elforbrug.

Vindforholdene for havvind er også mindre gunstige i Kattegat og i Østersøen end i Nordsøen, og den sandsynlige fremtidige havvindkapacitet vil derfor også være mindre i DK2 end i DK1. Og da landvind- og solproduktionen er relativt mindre på Sjælland end i Jylland, vil havvindens andel frem mod efter 2030'erne derfor være endnu højere i DK2 end i DK1, nemlig knap 60 pct., jf. figur B3.

Hvis den samme byder vinder Hesselø-udbuddet og Kriegers Flak syd vil denne byder få ca. 2/3 af de 60 pct., dvs. ca. 40 pct. af den østdanske elproduktion – svarende til den mulige andel for en vindende byder i DK1. Konklusionen er mao. den samme for DK2 som for DK1: konkurrencen er begrænset på elmarkedet, men ikke i et problematisk omfang.

FIGUR B3. SAMMENSÆTNINGEN AF ELPRODUKTIONEN I DK2 I 2023 OG I 2031



Kilde: Klimafremskrivning 2023 og egne beregninger

KONKURRENCEN OM PRODUKTION OG OPSTILLING AF VINDMØLLER

Et andet spørgsmål er, om en aktør, der vinder de fleste – eller alle – af de 6 GW, der skal udbydes i 2024, vil få en betænkeligt stor markedsmagt i forhold til vindmølleproducenterne, disse underleverandører eller de virksomheder, der skal levere kabler, interkonnektorer mv.

Modsat elmarkederne, som er beskrevet ovenfor, er disse markeder om ikke globale, så internationale. Nogle dele af vindmøllerne kan uden væsentlige omkostninger transporteres rundt om kloden, mens dette er relativt dyrere for de store, tunge dele. Her er Danmark i dag en del af det europæiske marked. Der er dog ingen garanti for, at det fortsat vil være sådan. Kina har formuleret et strategisk mål om at blive verdensledende inden for grønne teknologier, herunder også vind, og kinesiske vindmøller er i dag billigere end europæiske.

Markedet for indkøb af nye vindmøller har i perioder i de senere år været præget af så hård konkurrence, at de fleste producenter – herunder Vestas og Siemens Gamesa – har kørt med underskud. En af årsagerne til disse underskud er konkurrence fra kinesiske udbydere. De fleste udviklere har også afgivet tilbud, der ikke kunne dække de efterfølgende stigninger i materialeomkostninger, finansieringsomkostninger mv. Flere havvindsudviklere har fx haft store tab på grund af ordrer, selskaberne har forpligtet sig til at levere, men hvor omkostningerne efterfølgende er steget kraftigt.

Der findes forskellige skøn for markedsudviklingen på området. I tabel B3 er skønnet fra vindenergi-sektorens internationale sammenslutning, GWEC (Global Wind Energy Council), vist. For Europa skønnes 2024 at blive et "lavår" med installationer, der kun vil udgøre ca. det halve af

2023-niveauet – men herefter forventes ny vækst fra 2025. Fra 2026 forventer GWEC, at den globale vindbranche vil få kapacitetsproblemer i ft. at levere den nye vindkapacitet, der fremgår af de enkelte landes politiske målsætninger.

I denne sammenhæng vil 6 nye GW dansk havvind, som skal installeres frem mod 2030, fylde en del i markedet – men næppe i et omfang, hvor der vil være risiko for, at en udvikler, der sætter sig alle de nye 6 GW havvind, for alvor vil kunne misbruge sin markedsmagt på det globale marked for vindmøller og vindmølledele til at presse prisen ned under omkostningerne.

TABEL B3. SKØNNET UDBYGNING AF HAVVIND 2024-2030 I GW

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Europa	2,9	6,5	9,5	10,8	16,2	20,4	26,4
Kina	12,0	14,0	15,0	16,0	15,0	15,0	15,0
Øvrige Asien	1,6	2,9	2,7	3,3	5,0	5,5	7,0
Nordamerika	1,0	2,3	3,5	4,5	4,5	4,5	4,5
I alt	17,5	25,7	30,8	33,6	40,7	45,5	54,2

Kilde: GWEC, 2023: Global Offshore Wind Report 2023. Tabellen viser skønnede "installations", dvs. montering af møller.

Hvis man vurderer sammenhængen mellem konkurrenceforholdene og hensynet til innovation og forsyningsikkerhed vil det dog klart være at foretrække, at en enkelt udbyder ikke sætter sig på alle de 6 GW havvind, som Danmark skal udbyde. Der vil således være risiko for, at en sådan koncentration på udviklersiden kan forplante sig nedad i værdikæden og styrke koncentrationen hos vindmølleproducenterne eller hos disses væsentligste underleverandører. Det vil reducere konkurrencen om nye teknologier og vindmølledegn.

En stærk koncentration kan også reducere sikkerheden for, at vindmøllerne installeres til tiden. Uagtet at der vil være sanktioner knyttet til forsinkelser, kan koncentrationer i produktionsleddet øge sandsynligheden for flaskehalse og leverandørproblemer. I 2023 har flere udbydere, der havde vundet havvind-udbud, været nødt til efterfølgende at række sig, på trods af store bods- og erstatningsbetalinger. Hvis en enkelt udbyder får alle de nye arealer, og udbyderne ønsker at udskyde nogle af projekterne, kan det være svært for Danmark at sige nej og stå fast. Hvis de danske arealer bliver fordelt på flere vindende bydere, kan det derfor styrke sikkerheden for, at en stor del af buddene realiseres.

Et særligt problem er, at fremskrivninger af den globale udbygning med vindkraft, der går længere frem end 2030, viser en risiko for et fald i antallet af installationer. Det skyldes, at mange lande har klimamål for 2030, men ikke for de enkelte år herefter. Det giver risiko for "stop-go" i markedet. Ingen af de store vindmølleproducenter tør investere i ny produktionskapacitet for at nå 2030-målene, hvis det ikke er sandsynligt, at hele denne kapacitet bliver brugt efterfølgende.

FORDELE OG ULEMPER VED ET LOFT OVER TILDELTE KONCESSIONER

Som det er beskrevet foran, er der solide grunde til at undgå en situation, hvor de nye 6 GW havvind, som skal udbydes i 2024-25, tildeles den samme byder. Det vil forhindre en effektiv konkurrence på markederne for køb og installation af vindkraft samt på det fremtidige danske eller jyske brintmarked.

Det er her interessant, at det foreliggende udbudsmateriale for Energjø Bornholm, som skal være en selvstændig Nordpool-priszone, lægger op til, at den samlede kapacitet på 3 GW deles op i to dele, på hhv. 1 og 2 GW, og at samme byder ikke kan vinde begge dele. Det er gjort ved en relativ enkel formulering i udkastet til údbudsmateriale, jf. boks. B2.

Ideelt ville det være en god ide at sikre, at de 6-9 GW, havvind, der realiseres (afhængigt af, om Energjø Bornholm bliver til noget), fordeles på mindst 3-4 bydere. Det er imidlertid ikke udbudsretligt muligt.

Det hænger sammen med, at den endelige budfrist for Nordsøen, Hesselø og Bornholm (efter den tidsplan, der gælder i januar 2024) er i september 2024, mens budfristen for Kattegat og Kriegers Flak II er i februar 2024. Man kan selsagt ikke betinge et udbud af senere hændelser, og udbudsretligt kan man heller ikke i februar 2025 betinge tildelingen af, hvad der er sket i 2024.

BOKS B2. FORMULERING AF LOFT OVER TILDELING TIL SAMME BYDER

A Tenderer may submit a tender for both contracts, Energy Island Bornholm I and Energy Island Bornholm II, but can only be awarded one of the contracts.

In case the same Tenderer has submitted the most economically advantageous tender regarding both contracts, The Danish Energy Agency will award the contracts based on the principle of the overall combination of tenders, which yield highest economic value, that means the overall lowest overall subsidy payment, cf. section 7.2 **OR** the overall highest concession payment, cf. section 7.3, for both contracts combined.

Kilde: ens.dk

Men tilbage står, at det konkurrencemæssigt vil give god mening at undgå, at en enkelt udvikler tildeles alle 3 GW i Nordsøen ved udbuddet i 2024. Vi anbefaler konkret, at en enkelt byder højst kan tildeles 2 ud af de 3 GW, der udbydes her.

Udbudsteknisk kan dette ske ved at anvende den klausul, der allerede er udarbejdet for Energjø Bornholm, og som er vist i boks 3.

Fordelen ved også at lave et loft for Nordsø-udbuddet er simpelt hen at skærpe konkurrencen – både om opstillingen af møllerne, om underleverancerne, om PtX-udstyr og -infrastruktur og endelig på det efterfølgende brintmarked.

Fordelen vil også være en større sikkerhed for, at der ikke sker uventede forsinkelser, der kan sætte den grønne omstilling i stå.

Ulempen ved loftet vil være, at det sandsynlige, forventede provenu reduceres. Omfanget af denne reduktion vil afhænge af hvor meget, bydernes interne vurderinger af de enkelte sites varierer. Hvis der deltager en række bydere, som har nogenlunde samme vurdering af værdien af de udbudte sites, så vil buddene lægge tæt på hinanden, og provenutabet ved at kræve loft over de sites, den enkelte kan tildeles, vil være lille eller nul.

Selv hvis der kun er to bydere, der har højere vurderinger end andre bydere, vil provenutabet stadig være beskedent eller nul – medmindre de to bydere samordner deres bud eller mindre dramatisk blot i et vist omfang kan indregne muligheden for, at der netop kun er to bydere med højere vurderinger end de andre. Så kan det være rationelt for begge bydere at byde mindre end deres egen, interne vurdering af sitets værdi for at kunne satse på at få et site ved at have den næsthøjeste vurdering.

Hvis der kun er en byder med en højere vurdering af værdien af de udbudte sites – og denne byder er klar over dette – så vil denne byder under alle omstændigheder byde lavere end sin egen, interne vurdering, uanset om der er et loft, og i denne situation vil der derfor heller ikke nødvendigvis være et provenutab. Det er kun i den usandsynlig situation, at der er en enkelt byder med en særlig høj vurdering, og som ikke selv er klar over dette, at der vil være et væsentligt provenutab.

Ved nogle af de seneste år vindudbud i Europa er de højeste bud kommet fra "oil majors" som BP, Total Energies og Shell. Det kan ikke afvises, at disse selskaber har en ekstra tilskyndelse til at byde på vindparker for at få flere grønne aktiver i deres portefølje og dermed blive et mere attraktivt investeringsmål for bla. institutionelle investorer og på denne måde reducere deres samlede kapitalomkostninger. Det kan derfor ikke udelukkes, at der vil være en vis risiko for et provenutab ved at sætte et loft over de sites, en enkelt udbyder kan vinde. Vi vurderer dog, at provenutabet ikke vil være stort, og at det vil have større værdi for samfundet at sikre en effektiv konkurrence i hele værdikæden både under og efterudbuddet.