



Opsamling fra markedsdialog om 3 GW havvind i Nordsøen

Som opfølgning på at der ikke kom bud på de tre havvindmølleparker i Nordsøen, bad klima-, energi- og forsyningsministeren Energistyrelsen (ENS) om at gennemføre en markedsdialog for at undersøge baggrunden for resultatet af udbuddene. Dette notat opsummerer resultaterne af markedsdialogen.

Omfang af markedsdialogen

ENS har afholdt separate møder med 17 aktører. Aktørerne har bestået af et bredt udsnit af aktive opstillere og underleverandører udvalgt på baggrund af deres tilkendegivelse om interesse i udbuddet i EU-Supply samt aktivitet i tidligere markedsdialoger. Herudover er der modtaget 9 skriftlige input som supplement til den mundtlige dialog.

Spørgsmål til markedsaktørerne

Det overordnede formål med markedsdialogen har været at afdække, hvad der har været udslagsgivende for, hvorfor aktørerne har truffet beslutning om ikke at afgive bud på de 3 GW havvind i Nordsøen.

Undersøgelsen har taget afsæt i spørgsmål relateret til:

- 1) Markedsvilkårene
- 2) Vilkår ift. myndighedstilladelser og nettilslutningsaftalen
- 3) De specifikke vilkår i koncessionsaftalen
- 4) Den valgte udbudsform og udbudsbetingelserne

Resumé

Aktørerne peger samstemmende på, at de – trods generelt rigtig gode placeringer i Danmark med bl.a. gode vind- og havbundsforhold – ikke har kunnet få en business case til at hænge sammen. Det skyldes en kombination af kraftigt stigende omkostninger (såvel CAPEX, OPEX som finansielle omkostninger) og udsigt til lave og usikre indtjeningsmuligheder på det danske elmarked (DK1) som følge af forventede lave elpriser, manglende afsætningsmuligheder og markedsmæssige usikkerheder relateret til el- og brintmarkedet.

Flere af aktørerne nævner, at de var startet med forventninger til en positiv business case ved udbuddets annoncering, men grundet de nævnte forhold blev forventningerne gradvist værre frem mod budfristen. De fleste peger dog på, at det ikke var enkeltstående forhold, som var udslagsgivende, men en kombination af flere af de faktorer, der uddybes nærmere nedenfor. Det er ligeledes værd at bemærke, at aktørerne peger på, at flere usikkerheder, særligt de markedsmæssige, medfører forøgede risikopræmier og afkastkrav.

Kontor/afdeling
Havvind

Dato
28-02-2025

J nr. 2024 - 15916

/HUJ

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk



På udgiftssiden er CAPEX-omkostningerne særligt de seneste år steget markant grundet generel inflation og et stort pres på leverandørkæderne. Pres på leverandørerne er bl.a. drevet af, at mange lande arbejder med 2030-målsætninger, hvilket gør det svært og dyrt at indgå aftaler med leverandører på særligt møller, kabler og skibe, for parker der skal etableres i 2030 eller kort derefter. Ligeledes har stigende finansieringsomkostninger som følge af bl.a. stigende renter bidraget kraftigt til omkostningssiden i den negative business case med lidt variation opstillerne imellem.

På indtægtssiden henvises der til forventet manglende efterspørgsel og derfor lave forventede elpriser. Herunder peger flere på, at den positive forventning, der var til at brintmarkedet ville udvikle sig og aftage større mængder strøm fra vedvarende energi, ikke har materialiseret sig. Det har betydet, at de fleste udviklere har set ind i alene eller fortrinsvist at levere strøm til det danske elnet, hvor der i forvejen er en høj andel af vedvarende energi, herunder vindenergi, som presser priserne nedad. Flere peger bredt på et uudnyttet potentiale for elektrificering af det danske samfund og fremhæver, at fraværet af store industrielle aftagere i Danmark sammenlignet med andre lande reducerer mulighederne for risikoafdækning via PPA'er (elkøbsaftaler).

I lyset af det begrænsede aftag har flere peget på den usikkerhed, det skaber om de fremtidige elpriser, når der udbydes så store mængder havvind samtidig (6 GW med mulighed for overplanting samt forventning om Energiø Bornholm). Den udbudte volumen set ift. en begrænset stigning i elforbruget fører til lave forventede elpriser og betydelig usikkerhed, som indregnes i business casen.

Omkring brint viser markedsdialogen, at flere aktører aktivt har afsøgt muligheden for – og ofte som det første - at kombinere havvind med brintproduktion også henset til udviklingen i det klassiske danske elforbrug. Der er forskellige syn på mulighederne ift. brint, men usikkerhed om det tyske brintmarked, udfordringer med at få prisen på grøn brint ned, stigende omkostninger både for den nødvendige VE-produktion, men også ift. brintteknologien, samt fraværet af sikkerhed for et brintrør til Tyskland har samlet bidraget til, at muligheden for at koble brintproduktion med havvinden er udgået af de fleste aktørers business case.

Aktørerne bakker overvejende op om overplantingsmuligheden i udbuddene. Flere fremhæver den innovation, som muligheden kan anspore til, samt fleksibiliteten kombineret med muligheden for direkte linjer, der særligt er relevant, hvis brintmarkedet udvikler sig. Flere peger dog også på den usikkerhed, som overplanting kan skabe, når parkerne i Nordsøen udbydes på én gang, og der dermed er usikkerhed om den samlede mængde vedvarende energi, der vil blive produceret, samt potentielle skyggeeffekter fra overplanting fra nærtliggende parker.

I forhold til forbedring af business casen peger aktørerne på forskellige muligheder for støtte, særligt i lyset af de begrænsede muligheder for på den korte bane at øge



efterspørgslen på det danske elmarked. Et flertal peger på behovet for støtte gennem en såkaldt (to-sidet) CfD, særligt mhp. at imødegå fremtidig usikkerhed på elmarkedet og sikre interesse og tilstrækkelig konkurrence i et evt. fremtidigt udbud. En to-sidet CfD vil således sikre opstillere mod elprisisikoen, da samme afregningspris modtages uanset markedsprisen. Opstillere vil således modtage støtte, når elprisen er lavere end den aftalte referencepris. Omvendt skal opstillere også betale til staten, når elprisen er højere end den aftalte referencepris (deraf to-sidet).

Kun enkelte aktører fremhæver statslig finansiering af ilandføringskablet sammen med evt. reduktion af andre omkostninger som fx forundersøgelsesomkostninger, radaromkostninger, garantiomkostninger og/eller lempede boder som tilstrækkeligt for nye bud. Herunder nævnes vigtigheden af at bevare havvindens eksponering mod markedspriser og en vis bekymring ift. samspillet mellem CfD-støtte og elmarkedet. Enkelte fremhæver muligheden for en kombination af ovenstående tiltag, løbende justeringsmuligheder i en CfD, således at det tager højde for fremtidige ændringer i markedssituationen med inspiration fra UK, og mulighederne for støtte til forbrugssiden (fx elektrolyse).

If. tidsplaner peges der samstemmende på behov for yderligere fleksibilitet. Der ønskes generelt fleksibilitet ift. opstillingsår, således at fx udfordringer ift. leverandørkæder kan passes ind. Aktørerne peger på, at etableringsfristen ved et evt. fremtidigt udbud af parkerne tidligst bør ligge i 2032, og flere peger på 2033 eller 2034. De fleste understreger dog, at det er svært at forudse, hvad et godt etableringsår vil være så langt ude i fremtiden, og derfor er fleksibilitet afgørende for at kunne passe projekter ind ift. mulighederne for aftag af strømmen og ift. kapaciteten hos underleverandørerne. Herunder peger flere på bodernes og garantiernes størrelse som hæmmende, og der er blandt flertallet af aktører ønske om en lempelse heraf. De fleste er dog positive over for den måde forsinkelsesboderne er skruet sammen på, hvor der er forholdsvist lave boder for små forsinkelser, som stiger ved større forsinkelser.

Ligeledes peger aktørerne på behovet for løbende udbud, f.eks. med 1-2 GW om året over en længere periode i lyset af det begrænsede aftag af strøm i markedet og dermed usikkerheden om elpriserne. Det begrundes endvidere med, at det vil give efterspørgselssiden mulighed for at følge med og medvirke til, at underleverandørerne med udsigt til en mere stabil forretning kan investere i nye fabrikker og dermed understøtte lavere priser fra underleverandørerne. Endelig peger en række aktører på behovet for tilstrækkelig tid til deres forberedelse af budafgivelse fra åbning af et udbud til budfrist. 4-5 måneder anses af de fleste for at være for kort tid, mens nogle nævner, at 6 måneder vil være tilstrækkeligt. Andre peger på 8 måneder eller længere som hensigtsmæssigt.

Omkring øvrige udbudsvilkår er der ikke identificeret egentlige udslagsgivende elementer. De fleste peger på, at det statslige medejerskab øger kompleksiteten og



usikkerhederne forbundet med udbuddet, men anser det generelt ikke som afgørende for, at de ikke har budt. Hertil peges der på en række forhold, som har haft mindre negativ betydning for udbuddene, navnlig udfordringer med skyggeeffekter fra fremtidig udbygning, ekskluderende finansielle egnethedskrav og ønske om overgang til en dynamisk auktion frem for lukkede bud-auktioner. Endelig nævner flere aktører, at Danmark også på havvindsområdet er i konkurrence med andre lande, og at opstillerne grundet den massive udbygning i verden i højere grad end tidligere prioriterer begrænsede udviklingsressourcer til de mest attraktive projekter.



Uddybende afrapportering

Det overordnede formål med markedsdialogen har været at afdække, hvad der har været udslagsgivende for, hvorfor aktørerne har truffet beslutning om ikke at afgive bud på de 3 GW havvind i Nordsøen.

Undersøgelsen har taget afsæt i spørgsmål relateret til:

- 1) Markedsvilkårene
- 2) Vilkår ift. myndighedstilladelser og nettilslutningsaftalen
- 3) De specifikke vilkår i koncessionsaftalen
- 4) Den valgte udbudsform og udbudsbetingelserne

Ad 1) Markedsvilkår

Aktørerne har i forbindelse med markedsdialogen bemærket, at de 3 placeringer i Nordsøen er særdeles attraktive grundet gode vind- og bundforhold. Alligevel er det ikke lykkedes for aktørerne at skabe en positiv business case. Nogle aktører har konstateret dette allerede umiddelbart efter offentliggørelsen pba. en overordnet vurdering af business casen. Andre har arbejdet indgående med udbudsmaterialet, og har først umiddelbart inden tilbudsfristen truffet beslutning om ikke at byde.

Samstemmende meddeler aktørerne, at fraværet af en sund business case skyldes kraftigt stigende omkostninger (såvel CAPEX og OPEX) og udsigt til lavere indtjeningsmuligheder på det danske elmarked (DK1) som følge af forventede lave elpriser, manglende afsætningsmuligheder og usikkerhed grundet den store udbudte volumen. Ligeledes bidrager finansieringsomkostningerne i form af stigende renter til en stigning på omkostningssiden, imens usikkerhederne i markedet indebærer et højere krav til forrentning af investeringen fra udviklerne.

Særligt den markante stigning i CAPEX-omkostninger over kort tid fremhæves af aktørerne og begrundes med generel inflation samt et stort pres på forsyningskæderne i markedet. Aktørerne henviser til, at mange lande arbejder med 2030-målsætninger, hvilket gør det særdeles vanskeligt og dyrt at indgå aftaler med leverandører på særligt møller, kabler og skibe til projekter, der skal etableres i 2030 eller kort tid efter. Præcis hvor meget CAPEX-omkostningerne er anslået til at være steget varierer, men der henvises til stigninger i størrelsesordenen +30 pct. med variationer inden for teknologier (turbiner, tårne, skibe, kabler mv.). Enkelte aktører nævner også, at der i leverandørkæden kræves forudbetaling på komponenter, hvilket fordyrer projektet på et tidligt stadie.

De fleste aktører ser det som afgørende, at aftaget af strøm er for lavt i DK1. Herunder er den forventede udvikling af brintmarkedet, som kunne have aftaget store mængder strøm, udeblevet. Flere fremhæver et generelt uudnyttet potentiale for elektrificering af det danske samfund og fraværet af store industrielle aftagere i Danmark sammenlignet med andre lande, som ville kunne udgøre grundlaget for



nye PPA'er (elkøbsaftaler) og dermed risikoafdækning. Aktørerne peger i forlængelse heraf på forskellige tiltag, der kan understøtte elforbruget i Danmark, herunder understøttelse af et større aftag fra fx datacentre, en omstilling af varmesektoren eller omstilling til e-fuels, så vilkårene for at indgå PPA-aftaler forbedres. Andre peger på behovet for at understøtte eksporten af energi til udlandet.

Flere aktører har nævnt, at de aktivt har afsøgt muligheden for at kombinere havvind med brintproduktion også henset til udviklingen i det klassiske danske elforbrug. Imidlertid har usikkerhed om det tyske brintmarked, udfordringerne med at få prisen på grøn brint ned og stigende omkostninger også ift. brintteknologi samlet set bidraget til, at brintmarkedet ikke har udviklet sig som håbet. Fraværet af sikkerhed for et brintrør til Tyskland har endvidere bidraget til, at muligheden for at koble brintproduktionen med havvinden er udgået af de fleste aktørers business case.

Aktørerne ville generelt foretrække, at de 6 GW var udbudt over en længere årrække med 1-2 GW om året i stedet for 6 GW på én gang. Aktørerne nævner i den sammenhæng, at når der udbydes 6 GW på én gang, har aftaget ikke tid til at følge med udbygningen, hvilket fører til væsentlige usikkerheder omkring elpriserne, som opstillerne indregner i deres business cases. Dette skal særligt ses i lyset af, at brintmarkedet ikke har udviklet sig som håbet, hvilket betyder, at størstedelen af kapaciteten antages at blive leveret ind i det danske elnet. Aktørerne fremhæver, at Danmark allerede har en meget høj andel af vedvarende energi i nettet, herunder fra vind, hvilket presser prisen nedad, særligt i de timer, hvor parkerne ville producere. En mervolumen af denne størrelse kræver derfor, at der sker et væsentligt skifte i Danmark for at sikre aftag. Til sammenligning peges der på, at efterspørgselsiden er anderledes i fx Tyskland, Nederlandene og Belgien, hvor vedvarende energi i højere grad kræves til erstatning for kul og gas i elsektoren, og hvor antallet af store industrielle aftagere er væsentlig større. Aktørerne mener derudover, at udbud af 1-2 GW årligt over en årrække vil have den fordel, at dette vil give mere investeringssikkerhed i leverandørkæden, som dermed nemmere vil kunne investere i ny produktionskapacitet, hvilket vil have en positiv effekt på CAPEX-omkostningerne.

Ift. forbedring af business casen peger aktørerne på forskellige muligheder for støtte, særligt i lyset af de begrænsede muligheder for på den korte bane at øge efterspørgslen på det danske elmarked. Et flertal peger på behovet for støtte gennem en (to-sidet) CfD for særligt at imødegå fremtidig usikkerhed på elmarkedet og sikre interesse og tilstrækkelig konkurrence i et evt. fremtidigt udbud af parkerne. CfD nævnes af størstedelen af aktørerne som nødvendig for at give tilstrækkelig sikkerhed for business casen, idet en CfD afhjælper problemet med manglende muligheder for risikoafdækning i markedet via PPA'er (elkøbsaftaler) i Danmark. Enkelte aktører peger dog på en bekymring for samspillet mellem CfD-støtte og elmarkedet og foretrækker projekter på markedsvilkår, dvs. eksponering for prisudsving og risici i elprisen.



Omkostningerne til ilandføring nævnes af nogle aktører som særligt betydelig for business casen, da de udgør omkring en fjerdedel af CAPEX. Flere aktører fremhæver i den forbindelse, at det i en række andre lande er TSO'erne, der anlægger og finansierer ilandføring og foreslår en tilbagevenden til modellen før Thor Havvindmøllepark, hvor Energinet havde ansvar for at etablere og finansiere ilandføringen. Der peges på, at denne model ville kunne minimere risiciene og omkostningerne for opstiller, særligt i lyset af, at etableringen af ilandføringskabler og landtracé modsat for Energinet ikke er udviklernes kernekompetence, og at havvindsopstillere i konkurrence med store TSO'ere kan have en mindre gunstig forhandlingsposition ift. knappe kabelleverancer. Andre aktører foretrækker omvendt selv at anlægge ilandføringen, men mod refusion af omkostningerne, fordi de finder stor fleksibilitet i selv at planlægge ilandføringen, bl.a. i sammenhæng med etableringen af direkte linjer og PtX-anlæg.

Ift. valg af støtteform peger et flertal altså på en (to-sidet) CfD, og det er således kun enkelte aktører, der fremhæver statslig finansiering af ilandføringskablet sammen med evt. reduktion af andre omkostninger som fx forundersøgelser som tilstrækkeligt for nye bud. Enkelte andre peger på en kombination af, at ilandføringen bør udgå af opstillers scope samtidig med at der introduceres en CfD. Enkelte peger på behov for støtte på forbrugssiden (fx til brintproduktion eller –forbrug). Endelig peger enkelte med bl.a. inspiration fra UK på løbende justeringsmuligheder i en CfD ved regelmæssige udbudsrunder, ligesom enkelte anbefaler både at udbyde CfD-støttede parker og parker med koncessionsbetaling.

Ad 2) Myndighedstilladelser og nettilslutningsaftale

I relation til myndighedstilladelser, miljøundersøgelser og nettilslutning er det særligt omkostningerne for forundersøgelser, som aktørerne peger på og vurderer som relativt høje i Danmark. Derudover nævnes omkostninger til militære radarer også. Omkostningerne har ikke været udslagsgivende for opstillernes beslutning om ikke at afgive bud, men aktørerne fremfører det som udgifter, som staten kan overveje at se på for at bringe omkostningssiden ned for opstilleren. Det foreslås af aktørerne, at staten enten dækker omkostningerne, eller at omkostningerne fordeles ud over projektperioden i stedet for at de forfalder i forbindelse med etableringstilladelsen. Enkelte har derudover foreslået, at omkostningerne kan reduceres ved fremover at lade opstillerne selv foretage forundersøgelserne.

Ad 3) Vilkår i Koncessionsaftalen

Når det kommer til vilkårene i koncessionsaftalen, herunder bodsregimet, betingelser om statsligt medejerskab mv., er der ikke identificeret egentlige udslagsgivende elementer i udbudsvilkårene ift. de manglende bud, men der er visse synspunkter, der går igen.



Det er således et gennemgående synspunkt hos aktørerne, at statsligt medejerskab har været et komplicerende element i udbudsmaterialet, der sammen med en række andre elementer har bidraget med større usikkerhed. Særligt nævner aktørerne usikkerheder forbundet med rækkevidden af statens rettigheder, herunder voretteigheder, kontrol og indflydelse på udbyttebetalinger, blokering af mulighed for at afhænde ejerskab, og begrænsninger med at SPV'et kan dele data med koncessionsvinderen. De foretrækker grundlæggende, at staten er en passiv investor.

Flere aktører kommer ind på usikkerheder forbundet med skyggeeffekter fra især fremtidige parker og tilstødende parker, der udbydes på samme tid, herunder fra overplanting. Flere nævner, at det vil være hensigtsmæssigt at etablere bufferzoner omkring områderne eller alternativt at nedsætte minimumseffekttheden i parkerne, således at der stilles lavere krav til udnyttelse af den samlede kapacitet for området, så opstillerne i højere grad gives mulighed for at designe parken og dermed tage højde for mulige eksterne skyggeeffekter. Direkte adspurgt synes aktørerne at foretrække lav minimumseffekttheden frem for statsligt udpegede bufferzoner, hvis de skal vælge. Enkelte aktører nævner, at der bør være mulighed for kompensation, hvis der senere udbydes områder, som indebærer skyggeeffekter.

Aktørerne bakker overvejende op om overplantingsmuligheden i udbuddene. Flere fremhæver den innovation, muligheden kan anspore til, samt fleksibiliteten kombineret med muligheden for direkte linjer, der særligt er relevant, hvis brintmarkedet udvikler sig. Desuden nævnes muligheden for at føde ekstra kapacitet ind til nettet i de dage, hvor møllerne producerer mindre, som kan sikre en bedre udnyttelse af infrastrukturen. Flere peger dog også på, at overplanting kan skabe udfordringer, når parkerne i Nordsøen udbydes på én gang. Dels fordi det øger usikkerheden om den samlede mængde vedvarende energi, der vil blive produceret, og dels fordi der potentielt skal indregnes skyggeeffekter fra overplanting fra nærtliggende parker.

Boderne og garantierne nævnes af flere som for høje, og nogle aktører har tilkendegivet, at de fra start har indregnet boder for forsinkelse i business casen grundet den stramme tidsplan set i lyset af presset på leverandørkæderne. Det har øget omkostningerne ved projekterne. Særligt underleverandørerne betoner dog vigtigheden af boderne for at tiltrække seriøse tilbudsgivere og skabe sikkerhed for projekterne, så der kan planlægges ned igennem værdikæderne.

Flere aktører nævner, at de finder progressiviteten i regimet for forsinkelsesboder hensigtsmæssig, hvor boderne ved små forsinkelser er forholdsvist lave, men stiger ved større forsinkelser. Enkelte har peget på, at statens ret til udtrædelse af koncessionsaftalen ved forsinkelse af milepælen for Construction Start-up skaber for stor risiko for opstiller. Endelig bemærker en række aktører, at udtrædelsesbodens størrelse i de danske udbud er relativt høj sammenlignet med andre europæiske lande.



Flere aktører har nævnt, at bæredygtighedskravene er en vigtig del af udbuddet. Dette gælder både miljømæssige bæredygtighedskrav samt krav vedr. sociale klausuler og cybersikkerhed. Det anføres, at disse krav styrker europæiske aktørers konkurrenceevne og fremmer bæredygtige tiltag i markedet. Nogle aktører synes, at niveauet er sat et godt sted, så markedet skubbes, men ikke presses for meget, mens andre har givet udtryk for, at bæredygtighedstiltagene kunne være endnu mere ambitiøse.

Ad 4) Udbudsformen og udbudsbetingelserne

Grundlæggende er der ikke identificeret egentlige udslagsgivende elementer i udbudsformen eller udbudsvilkårene, men opstillerne har haft flere kommentarer.

Flere nævner, at der kan være fordele ved dynamiske auktioner, hvor byderne kan se deres konkurrenters bud og inden for et givet tidsrum gives mulighed for at komme med bedre bud. Opstillerne peger således på, at dynamiske auktioner giver bedre mulighed for at tilpasse sig i forhold til konkurrenters bud. Enkelte nævner dog, at fordelene ved auktionsformen kommer an på, om udbuddet omhandler et enkelt site eller flere.

Der er blandede meninger om tidsplanen for fremtidige udbud. Flere nævner, at de ønsker et nyt udbud i år (2025) eller så hurtigt som muligt. Enkelte nævner i den forbindelse, at Danmark risikerer at blive overhalet af projekter iværksat i andre lande, hvis offentliggørelse af et genudbud i Danmark udskydes for længe. Andre anbefaler, at ENS laver et grundigt arbejde med materialet, og at dette er vigtigere end en hurtig åbning af et nyt udbud.

Der er enighed om, at en etableringsfrist gerne skal flyttes til efter "puklen" i markedet omkring 2030, men der er uenighed om, hvor længe der vil være flaskehalse i markedet. 2032 nævnes som det tidligste etableringsår, imens andre nævner 2033 eller 2034 som hensigtsmæssige etableringsår. Der er dog generel enighed om, at det er svært at forudse, hvornår det præcist vil være hensigtsmæssigt at etablere parkerne, så fleksibilitet i tidsplanen er afgørende for at kunne indpasse projekterne til mulighederne for aftag af strømmen og til kapaciteten i leverandørmarkederne. Flere finder, at et opstillingsvindue på 1-2 år fra etableringsopstart til færdigetablering er hensigtsmæssigt.

Endelig peger en række aktører på behovet for tilstrækkelig tid til deres forberedelse af budafgivelse, altså tiden fra åbning af udbud til budfrist. Generelt vurderes det, at 4-5 måneder vil udgøre for kort tid. Nogle nævner, at 6 måneder vil være tilstrækkeligt, mens andre nævner 8 måneder eller længere, hvilket blandt andet skyldes, at der skal lægges tid ind til at de kan forhandle og lukke aftaler med underleverandører, aftagere og eventuelle partnere, ligesom interne processer også tager tid.



Endelig nævner flere aktører, at Danmark trods særdeles gode havarealer også på havvindområdet er i konkurrence med andre lande, og at opstillerne, grundet den store udbygning globalt, i stigende omfang prioriterer deres begrænsede udviklingsressourcer til de mest attraktive projekter. Her nævnes bl.a. projekter i Holland, Belgien, Tyskland og UK som attraktive grundet bl.a. bedre muligheder for afsætning af strømmen, mere risikoafdækning i elmarkedet, højere elpriser, muligheden for støtte i visse lande eller TSO ansvar for ilandføring af strømmen.