2026-02-22

Mark- och miljödomstolen vid Östersunds Tingsrätt
Box 708, 831 28 Östersund

Skickas via e-post till: mmd.ostersund@dom.se

Vision Jungfrukusten Ideell Förening
Org. nummer: 802530-6005
E-post: info@visionjungfrukusten.se
H-sida: www.visionjungfrukusten.se

Kompletterande yttrande till Mark- och miljödomstolen i mål nr M 1416-24 Storgrundet.

Vision Jungfrukusten Ideell Förening (”VJ”) lämnar härmed kompletterande synpunkter till Mark- och miljödomstolen (”MMD”) angående aktbilaga 206 i mål M 1416-24 Vindpark Storgrundet (”SG”). VJ vidhåller de tidigare angivna synpunkterna summerat i aktbilaga 206 och de synpunkter angivna till Svea hovrätt 2023-12-08 (Bifogad som Bilaga 5).

VJ vidhåller yrkandet att MMD avvisar eller avslår ansökan av följande anledningar:

1. Generell tillståndsgivning för fri placering av 51 vindkraftverk inom ett område på 88 kvadratkilometer enligt boxmodell är inte tillåtligt. Tillståndsprövning ska baseras på en MKB gjord utifrån en bestämd lokalisering av respektive 20 MW vindkraftverk, transformatorstation och intern kabeldragning inom vindparken.

2. Det är inte tillåtligt för MMD att delegera det avgörande beslutet för slutgiltig placering av respektive 20 MW vindkraftverk, transformatorstation och intern kabeldragning inom vindparken till Länsstyrelsen eller till en mycket begränsad samrådsgrupp.

3. Helhetsbedömning av lämplig lokalisering av den tilltänkta elproduktionen är bristfällig. Den sökande bagatelliserar lokaliseringsalternativ längre ut till havs. Den föreslagna kustnära lokalisering av Storgrundet är olämplig med hänsyn till flera naturreservat, Natura 2000-områden, riksintresse för naturvård, kulturmiljövård och friluftsliv.

4. Analys av ekonomisk hållbarhet för Storgrundet är bristfällig. Miljöbalkens krav på redovisning av ekonomisk hållbarhet uppfylls ej.

5. Den sökandes förslag på säkerhet för återställning av naturen vid nedmontering av Storgrundet är orimligt låg. Risken är att kommunerna Söderhamn och Gävle eller svenska staten måste betala miljardbelopp för att återställa naturen.

6. Möjlig oförutsedd skada är underskattad. Skador kan uppstå under hela livscykeln på 45 år för vindkraftparken utöver de föreslagna maximala 10 åren.

7. Analyser av buller, infraljud och visuell påverkan är bristfälliga. Vindkraftparkens påverkan kan vara mycket större än det som påstås i ansökan.

8. Den sökande har gjort bristfälliga analyser av den påverkan som vindkraftparken kommer att ha på människor, fiskar, sälar, fåglar och fladdermöss.

9. Bedömning av buller och infraljud från vindkraftparken är baserade på teoretiska uppskattningar och gissningar om vindkraftverk som ännu är på prototypstadiet.

10. Den sökande negligerar studier som visar att vindkraftparker sänker lokalboendes fastighetsvärden. Berörda fastighetsägare ska erhålla skälig ersättning.

1-2 Lokalisering enligt boxmodell och domstolens delegationsrätt

Miljöprövning i MMD av den kustnära vindparken Gretas Klackar 1 (”**GK 1”**) slutfördes 2025-04-02. MMD har överlämnat ärendet till Regeringen för beslut och har föreslagit att ansökan ska avslås.

Den kustnära miljön för GK 1 är mycket lik den miljö som vindkraftsparkerna Storgrundet och Utposten 2 är föreslagna att etableras vid.

Vad VJ uppfattar fastslog MMD 2025-04-02 i mål M 967-23 GK 1 för det kustnära vindkraftsprojektet att tillståndsgivning enligt boxmodell och därefter delegering till en samrådsgrupp är inte tillåtligt.

I aktbilaga 305 sid 38 i mål M 967-23 GK 1 skriver MMD:***”att det inte är lämpligt att delegera eller skjuta upp frågan om placeringen av vindkraftverken, transformatorstationen och kablar till tillsynsmyndigheten eller Försvarsmakten.”***

VJ har den uppfattningen att det finns en etablerad praxis i fråga om vindkraft på land som innebär att boxmodell inte tillämpas vid större etablering av vindpark. VJ anser att denna praxis även bör tillämpas vid etablering av stora kustnära vindparker inom territorialvatten. Domen i mål M 967-23 GK 1 är helt i linje med denna praxis.

Samrådsmaterialet för Vindkraftpark Sorbus beskriver på ett bra sätt den praxis som gäller vid vindkraftparker på land. Vid samrådsmötet 7-8 maj 2025 av Stora Enso presenterades i dokumenten: *”När inventerings- och samrådsarbetet är slutfört och sammanställt tas en slutlig layout fram för vilken tillstånd söks. I tillståndsansökan framgår utformningen, samt vilka anpassningar och hänsynstaganden som ligger till grund för layouten”* I den aktuella vindkraftparken är det tänkt ansökas tillstånd för 30 st. 290 m höga vindkraftverk.

En kustnära etablering nära boenden, nära naturreservat, i anspråkstagande av ett stort antal stora havsbottenområden och med många konkurrerande riksintressen ställer krav på en individuell lokaliseringsprövning av samtliga 51 vindkraftsturbiner, transformatorstation och elkablar inom vindparken.

Detta beskrivs på ett bra sätt i rättsfall MÖD 2017:27 sidan 7: *”En grundläggande princip vid tillståndsprövning enligt miljöbalken och som tidigare fanns i både miljöskyddslagen (1969:387) och vattenlagen (1983:291) bygger på att det för varje anläggning sker en individuell prövning utifrån en bestämd lokalisering. En prövning där verksamheten huvudsakligen regleras genom generella villkor, och inte genom en individuell bedömning och prövning, stämmer inte överens med denna princip.”*

I MÖD 2017:27 sidan 7 står det:*”Prövningsmyndigheten får överlåta åt tillsynsmyndigheten att besluta om villkor, men endast om det är fråga om villkor av mindre betydelse, 22 kap. 25 § tredje stycket miljöbalken.”*

I MÖD 2017:27 sidan 9 står det:”*Mark- och miljööverdomstolen utesluter inte att tillstånd i vissa fall kan lämnas för en ansökan med relativt fri placering av verken. Detta förutsätter emellertid att det med stöd av ansökan och miljökonsekvensbeskrivningen går att bedöma alla de konsekvenser som verksamheten kan komma att ge upphov till vid olika alternativutformningar, såväl i fråga om ljud- och skuggnivåer som påverkan på mark och vatten samt den totala påverkan på skyddsvärda arter i området. Vid etablering i områden där det finns motstående intressen är detta särskilt viktigt.”*

Det är många motstående riksintressen när det gäller området vindpark Storgrundet

Havs- och vattenmyndigheten[1] har föreslagit sidan 66-69 att området Storgrundet(B146) ska även i fortsättningen klassificeras som Efn och detta betyder:
"Särskild hänsyn till totalförsvarets intressen Inom området ska särskild hänsyn tas till totalförsvarets intressen vid förvaltning, planering och tillståndsprövning. Risk för samlad, kumulativ påverkan från energiutvinning på försvarsintressen ska beaktas."

"Havsplanen anger särskild hänsyn till höga naturvärden på andra utsjöbankar i havsområdet, som Gretas klackar (B142) och Storgrundet (B146) där det finns revmiljöer, fisklek- och däggdjursområde."

I domen sidan 148 i mål 1569-21 SG står det: "*Som framgår ovan omfattas området förutom av utpekat riksintresse för vindbruk av en farled som delvis överlappar verksamhetsområdet, medan ytterligare en farled löper öster om verksamhetsområdets ytterkant. Dessa farleder är utpekade som riksintresse för sjöfart. Det aktuella området är även utpekat som riksintresse för totalförsvaret. I närheten av Storgrundet finns flera områden som är utpekade som riksintressen för naturvård och ett område som är utpekat som riksintresse för kulturmiljövård. Områden utpekade som riksintresse för yrkesfiske finns väster och öster om verksamhetsområdet, varav det närmaste ligger knappt tre km väster om verksamhetsområdet."*

I domen sidan 151 i mål M 1569-21 SG står det "*Den yta som Sjöfartsverket nu avstyrker har redan bedömts tillåtlig genom befintligt tillstånd."* Vision Jungfrukusten vill påpeka till Sjöfartsverkets försvar att vindparken enligt det nya tillståndet är mycket större än det nuvarande tillståndet.

I domen sidan 150 i mål M 1569-21 SG står det: *"Mark- och miljödomstolen konstaterar vidare att syftet gällande riksintressena för naturvård är att skydda vissa naturtyper, bland annat sandbankar, laguner, rev,myrsjöar samt vissa arter, såsom gråsäl, storlom, havsörn och fiskgjuse.".*

I MÖD 2017:27 sidan 10 i mål 1569-21 SG*: "Med hänsyn till omfattningen av den aktuella vindkraftparken och omgivningens naturvärden anser Mark- och miljööverdomstolen att ansökan och miljökonsekvensbeskrivningen inte ger ett tillräckligt underlag för att kunna bedöma alla de konsekvenser som verksamheten vid olika alternativutformningar kommer att ge upphov till. Det går därför inte att avgöra om verksamhetens lokalisering är lämplig utifrån kraven i 2 kap. 6 § miljöbalken."*

I MÖD 2017:27 sidan 10:*"Med hänsyn till antalet vindkraftverk och projektområdets storlek kan inte heller vindkraftverkens slutliga lokalisering anses vara ett sådant villkor av mindre betydelse som kan delegeras till tillsynsmyndigheten."*

Den ansökta vindparken Storgrundet är till arean 88 kvadratkilometer, 51 vindkraftverk och totalhöjd 290 m på varje vindkraftverk att jämföra med den refererade vindparken i

[1] Förslag till ändrade havsplaner för Bottniska viken, Östersjön och Västerhavet Samrådsversion (dnr 2168-23, 2023-09-14, sid 66-69 .

domen MÖD 2017–27 som är till arean 36 kvadratkilometer, 59 vindkraftverk och totalhöjd 205 m på varje vindkraftverk.

I domen sidan 10, delegationsvillkor står det: *Mark- och miljödomstolen överlåter till Länsstyrelsen i Gävleborgs län med stöd av 22 kap. 25 § miljöbalken att …* ”

I MÖD 2017:27 sidan 7 står det*”Prövningsmyndigheten får överlåta åt tillsynsmyndigheten att besluta om villkor, men endast om det är fråga om villkor av mindre betydelse, 22 kap. 25 § tredje stycket miljöbalken.”*

Hur stor havsbottenarea kommer varje vindkraftsturbin att ta i anspråk?

Enligt aktbilaga 535 i mål M 1569-21, Verksamhetsbeskrivning 8b och bild 12, 13 och 14 kommer varje fundament ta i anspråk en havsbottenarea mellan 3 600 och 6 500 kvadratmeter beroende ifall det blir monopile, gravitations eller fackverksfundament. Totalt anspråkstagen havsbottenarea blir mellan 183 600 och 331 500 kvadratmeter. Diameter för varje anspråkstaget område är mellan 65 och 100 m.

Naturvårdsverket skrev redan 2006[1] sidan 6*: ”Inom de närmaste åren kommer den marina vindkraften att byggas ut kraftigt kring de svenska kusterna. För första gången kommer parker med en omfattning av flera kvadratkilometer att byggas i våra vatten. Dessa parker kan komma att påverka de ekologiska samhällena på andra sätt än genom den redan kända reveffekten som de enskilda vindkraftverken utövar lokalt. Populationsstrukturen hos viktiga predatorer som fisk och mussel- och fiskätande fåglar kan påverkas och därigenom ge trofiska kaskader ner i det bentiska samhället på såväl hård- som mjukbottnar. Hur parkerna påverkar de ekologiska samhällena beror i hög grad på de initiala förhållandena i de aktuella områdena.”*

Är delegation från domstol till Länsstyrelsen av mindre betydelse?

VJ anser med hänvisning till ovanstående resonemang att en delegation av ansvaret från domstol till Länsstyrelsen för lokalisering av 51 vindkraftverk enligt boxmodell, på ett område av 88 kvadratkilometer, i anspråkstagen 51 stycken havsbottenområden på upp till totalt 331 500 kvadratmeter, med många motstående riksintressen är inte av mindre betydelse. Det vill säga delegationen från MMD är inte tillåtlig enligt 22 kap. 25 § tredje stycket miljöbalken.

VJ anser att den aktuella miljökonsekvensbeskrivningen**(”MKB”**) för SG är inte tillräcklig för att godkänna fri lokalisering av respektive vindkraftverk enligt boxmodell. Redovisning av bottenundersökningar för hela området på 88 kvadratkilometer är mycket bristfällig.

Brister i MKB beskrivs på ett bra sätt av SGU. SGU är mycket tydlig med synpunkterna att underlaget av STOAB är bristfällig. SGU yttrande är summerat i domen enligt nedan.

SGU anser enligt domen sidan 57 i mål M 1569-21:*”Bolaget ansöker om tillstånd enligt den s.k. box-modellen vilket innebär att den exakta placeringen av vindkraftverken samt dragningen av kablar beslutas efter att tillstånd erhållits. Det är SGU:s uppfattning att tillståndsansökan och*

[1] Naturvårdverket, rapport 5570,juni 2006, *Hur vindkraft påverkar livet på botten - en studie före etablering, sid 6.*

miljökonsekvensbeskrivning i sådant fall bör grundas på detaljerad information om bottenförhållandena över hela det aktuella området, för att möjliggöra relevanta riskbedömningar och eventuella åtgärder inom hela området."

SGU anser enligt domen sidan 56-57 i mål M 1569-21 SG : "*den planerade verksamheten innebär åverkan på havsbotten, i form av bland annat borrning, plöjning, spolning eller liknande och kommer medföra att sediment rörs upp och sprids och att vattnet grumlas, med risk för påverkan på biota. Om sediment innehåller miljögifter riskerar dessa att remobiliseras och påverka biota. Bolagets områdesbeskrivning över föroreningar i sediment samt underliggande rapport beskriver att Bolaget låtit utföra en undersökning av miljögiftsinnehållet i sediment på fyra platser inom området."*

VJ kan inte se i materialet hur STOAB valt ut just dessa fyra platser för provtagning av miljögifter.

VJ anser att det vore fel ifall endast Länsstyrelsen får bedöma havsbottenanalyserna för varje enskilt fundament och därifrån ha rätten att godkänna respektive position för varje fundament.

Länsstyrelsen har påpekat i yttrande aktbilaga 81 i målet 1569-21 (Dnr 6885-2021), Skydd av hotade naturtyper: *Fundament eller kablar ska inte dras fram där botten består av följande hotade naturtyper: Stabila ansamlingar av lösdrivande tång (Fucus spp.) (AAH1Q2, AA.M1Q2, AA.J1Q2), dominerande samhällen av meiofauna (AB.H4U1), eller dominerande samhällen av bivalvia som exempelvis Östersjömussla (Limecola balthica) (Unionidae AA.H3L6)."*

Den sökande har redovisat endast principlayout för placering av de 51 vindkraftverken. I domen sidan 3 i mål M 1569-21 SG står det:"*Den slutliga placeringen av vindkraftverken ska godkännas av Länsstyrelsen i Gävleborgs län".*

Vad VJ uppfattar så är bedömningen av MMD att MKB är inte tillräcklig för att kunna godkänna fri placering av vindkraftverken enligt boxmodell och delegerar därför ansvaret till Länsstyrelsen.

VJ anser att:

- Den redovisade MKB är inte tillräcklig för att godkänna fri placering av vindkraftverken enligt boxmodell.

- Det vore fel av MMD att delegera hela ansvaret till Länsstyrelsen för godkännande av lokalisering av respektive vindkraftverk och transformatorstation och nedläggning av elkablar inom vindparken.

3. Lokalisering av vindpark Storgrundet (”SG”)

Hur är den nya ansökan för SG jämfört med det nuvarande som löper ut september 2026?

Det nuvarande tillståndet från 2011 enligt MÖD 2011-06-23 i mål M 8211-10 består av 70 vindkraftverk med totalhöjden max 180 m höjd. Maximal installerad effekt 265 MW. Det vill säga i genomsnitt 3,8 MW per vindkraftsturbin.

Enligt aktbilaga 535 i mål M 1569-21, Verksamhetsbeskrivning 8b och bild 12, 13 och 14 kommer varje fundament ta i anspråk en havsbottenarea mellan 3 600 och 6 500 kvadratmeter beroende ifall det blir monopile, gravitations eller fackverksfundament. Totalt anspråkstagen havsbottenarea blir mellan 183 600 och 331 500 kvadratmeter. Detta ska jämföras med den maximalt tillåtna arean på 700 kvadratmeter per vindkraftverk (totalt 49 000 kvadratmeter) enligt det lagakraftvunna tillståndet. Anspråkstagen havsbottenarea kommer att utökas cirka 4 till 7 gånger.

Det föreslagna vindpark Storgrundet kommer ta i anspråk mycket större havsbottenarea per fundament, mycket större total havsbottenarea och ha mycket större miljöpåverkan än det lagakraftvunna tillståndet.

STOAB har analyserat lämplig lokalisering för den tilltänkta elkraftsproduktionen bestående av 51 vindkraftsturbiner av storleken 20 MW per enhet.

Av underlag som är redovisade i domstolen anser VJ att det saknas underlag som bevisar slutsatsen sidan 145 ,sju rader nerifrån, i domen i mål M 1569-21: ”*Syftet med föreliggande ansökan är att etablera en verksamhetmed färre men större och mer effektiva vindkraftverk som medför ett bättre resursutnyttjande av området.”*

Det är inte självklart att en installation av högre elproduktion automatiskt medför bättre resursutnyttjande av samtliga aspekter inom området. Ifall analysen skulle beröra bara resursutnyttjande av havsbottenarea så är slutsatsen det motsatta.

STOAB har redovisat lokaliseringsanalys i aktbilaga 4 mål M 1569-21 i ansökan kapitel K 1.5, MKB kap 5 och komplettering MKB, aktbilaga 31 och aktbilaga 139 och 164.

STOAB skriver i sin ansökan:*”lokalisering är vald med hänsyn till att ändamålet ska kunna uppnås med minsta intrång och olägenhet för människors hälsa”. ”Ingår i översiktsplanerna för Gävle och Söderhamns Kommun.”*

Är översiktsplanerna fortfarande korrekta?

Vindkraftsplanen för Söderhamns kommun är från 2014. I den planen finns vindkraftverk som är 90 m.ö.h. respektive 120 m.ö.h. och bristande helhetsbedömning av möjliga potentiella vindkraftsparker. Gävle kommun har inte gjort någon egen vindkraftsplan utan hänvisar till Havs- och vattenplanen. Någon helhetsbedömning, med hänsyn till möjligheten att bygga vindkraftsparkerna längre ut från kusten, har ingen av kommunerna gjort i nutid.

Vid kommunfullmäktigemötet för Söderhamns kommun 2023-11-27 sa kommunalråd John-Erik Jansson att översiktsplanen från 2014 ska revideras.

STOAB:s förslag till lokalisering av vindpark Storgrundet verkar vara baserad på föråldrad åsikt att den ska etableras nära kust där det är lägre vattendjup.

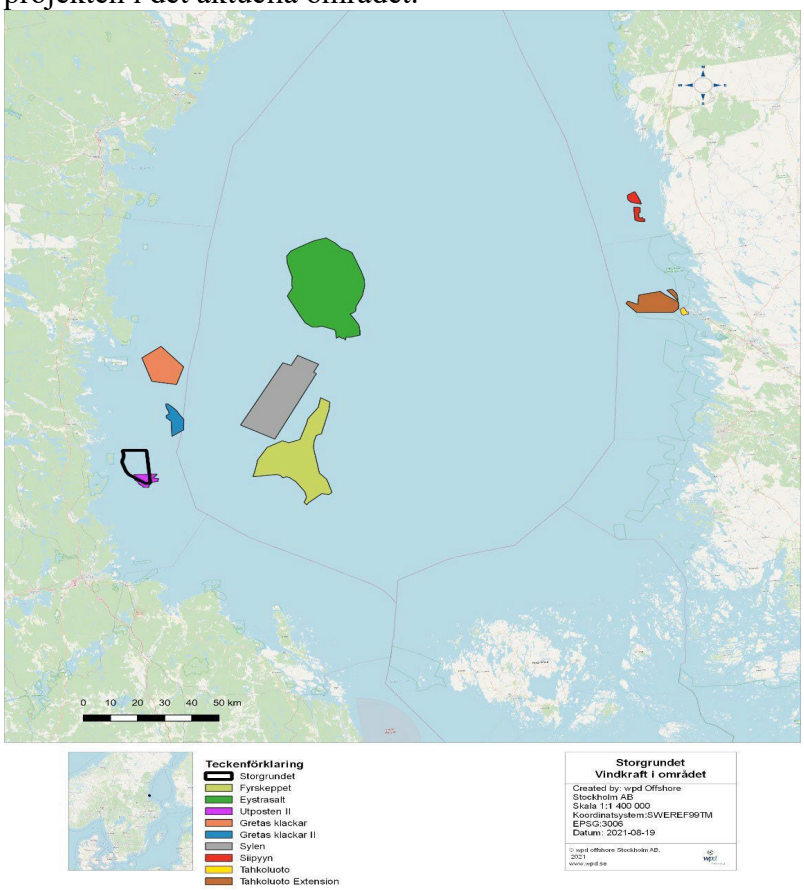
Såsom VJ uppfattar så säger lagen:

- En havsbaserad vindkraftspark bör etableras där den ur miljösynpunkt ger minsta intrång och olägenhet. En ansökan om tillstånd som inte innehåller en MKB där alternativa platser redovisas ska inte accepteras av prövningsmyndigheten (6 kap. 1 och 7 § MB samt 19 kap. 5 § MB).

- En verksamhet som tar mark- eller vattenområde i anspråk ska lokaliseras till en plats som är lämplig med hänsyn till att ändamålet ska kunna uppnås med minsta intrång och olägenhet för människors hälsa och miljön (2 kap. 6 § MB).

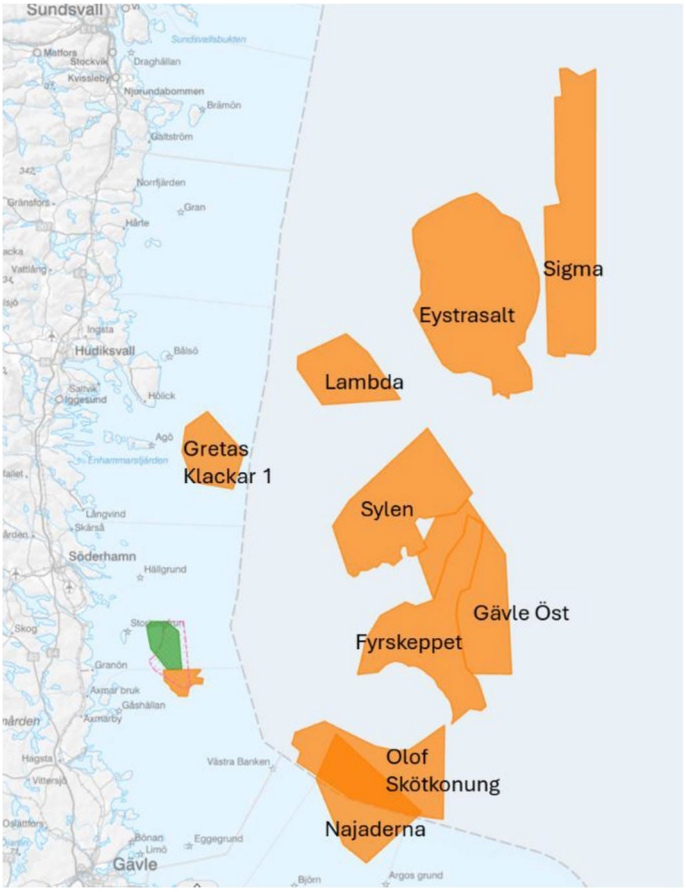
- Hushållningsbestämmelser med mark och vatten föreskriver att stora områden som är opåverkade eller nästintill opåverkade av exploatering eller andra ingrepp i miljön så långt som möjligt ska skyddas mot åtgärder som kan skada områdets karaktär. Områden som är särskilt känsliga från ekologisk synpunkt ska skyddas mot åtgärder som kan skada naturmiljön (3 kap. 1–3 § MB).

Lokaliseringsstudien behöver utgå utifrån de ur miljösynpunkt mest lämpliga områdena samt de områden som minimerar konflikt med andra intressen. Den kan inte begränsas på arbiträra grunder. STOAB har sammanställt i sin komplettering till MKB, aktbilaga 31 i mål M 1569–21, sid 8, en överskådlig bild av de aktuella projekten i det aktuella området.



Figur 1. Vindkraftsprojekt i Bottenhavet (4C Offshore, 2021) bakgrundskarta: © OpenStreetMaps bidragsgivare).

Det är värt att nämna vilka fler vindkraftparker som är aktuella i närområdet till Storgrundet och Utposten 2. Nedanstående bild visar samtliga vindkraftparker för vilka ansökan har lämnats in[1] .



Av ovanstående bilder framgår de för Regeringsbeslut aktuella vindkraftsprojekten som ligger 45–60 km från kusten, **Eystrasalt**, **Fyrskeppet** och **Sylen**. Dessa vindparker har potential att producera mycket mer elektricitet per vindpark och ger samtidigt mycket mindre intrång och olägenhet för människors hälsa än den föreslagna vindparken Storgrundet och Utposten 2.

Av ovanstående bilder framgår även andra vindkraftsprojekt som är aktuella i närområdet. Tillståndsansökningar bereds just nu av Länsstyrelser för beslut av Regeringen. Dessa projekt är **Gävle Öst Havsvindpark, Olof Skötkonung, Najaderna, Bothnia Offshore Lambda Norh och Bothnia Offshore Sigma.**

Skyborns projekt **Eystrasalt Offshore AB** är aktuell sedan 2024-07-03 för ett Regeringsbeslut. Eystrasalt ligger ca 60 km från kusten.

Skyborns andra projekt i närområdet **Fyrskeppet Offshore AB** är aktuell sedan 2025-03-28 för Regeringsbeslut. Vindpark Fyrskeppet ligger ca 50 km från kusten.

Skyborn skrev i samrådsunderlaget för **Fyrskeppet** enligt hemsidan 2022-03-11 sidan 3[2]:
”*Med de goda vind och bottenförhållanden, goda anslutningsmöjligheter till elnät och begränsad påverkan på miljön, finns det stor potential att realisera den havsbaserad vindkraftparken Fyrskeppet.”*

[1] Vindbrukskollen https://ext-webbgis.lansstyrelsen.se/vbk/ (2026-01-28)
[2] Samrådsunderlag Fyrskeppet 2022-03-11 sid 3

Svea Vinds projekt **Vindpark Sylen** är aktuell för Regeringsbeslut sedan 2025-11-27.
Sylen ligger ca 45 km från kusten.

En lokalisering av en vindpark längre ut från kusten jämfört med en kustnära lokalisering har många fördelar för människor i närområdet, yrkesfiskare, fåglar, marina däggdjur och turism.

Det saknas i ansökan en mer utförlig analys av alternativ lokalisering av motsvarande elproduktion som är tänkt från vindpark Storgrundet. Slutsats borde vara att den tilltänkta elproduktionen vid Storgrundet kan ersättas med elproduktion längre ut till havs.

Naturvårdsverket har i aktbilaga 82 i mål M 1569-21 skrivit: *”att det av Storgrundet berörda kustavsnittet utgör det största sammanhängande skärgårdsområdet i södra Bottenhavskusten. Orördheten är ett av värdena som särskilt pekats ut som grund för riksintresse för naturvården enligt 3 kap 6 § miljöbalken. Områden med låg mänsklig påverkan är särskilt viktiga att värna idag eftersom de blir alltmer ovanliga i ett modernt samhälle. Naturvårdsverket anser mot bakgrund av detta att vindkraftsetableringen riskerar att medföra en påtaglig skada på riksintresset.”*

STOAB skriver i aktbilaga 139 sid 17 i mål M 1569-21 ”någon påverkan av betydelse inte bedöms uppkomma”

Den sökande tar inte hänsyn till den påverkan som utgörs av buller, infraljud och visuellt både dag och natt.

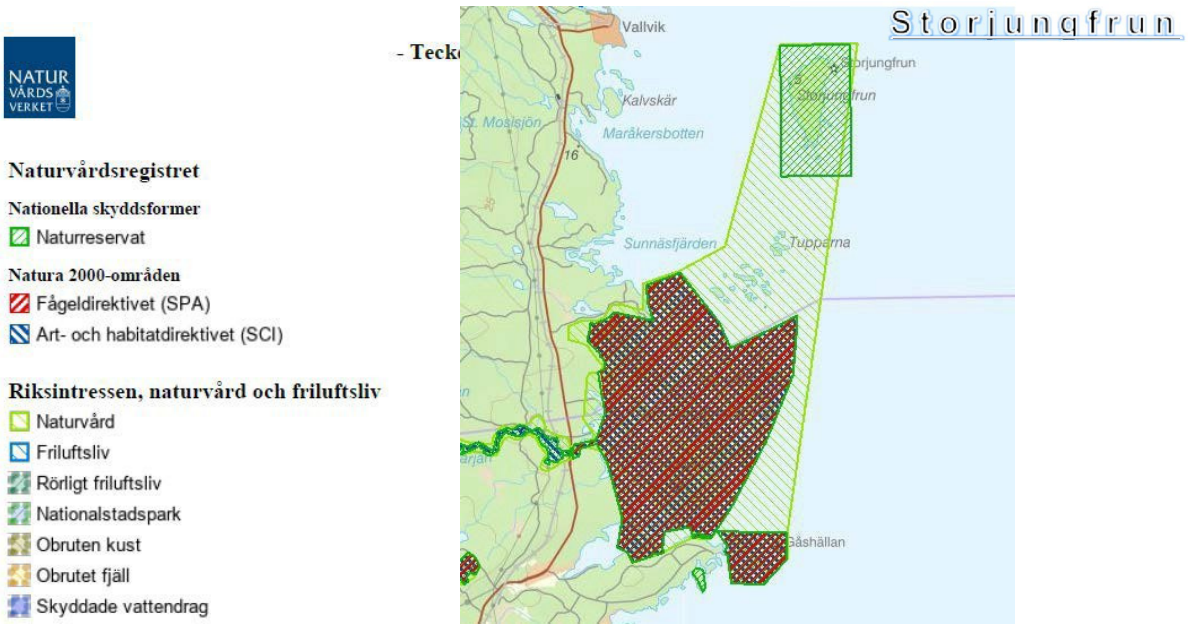
Ansökan lyfter inte fram de fördelar som Eystrasalt och Fyrskeppet har jämfört med vindpark Storgrundet.

Vindkraft ska inte byggas i skyddade områden eller områden med höga naturvärden. Detta inkluderar bland annat Natura 2000-områden, naturreservat, nationalparker, biotopskyddsområden, riksintresse obrutna fjäll, skogliga värdekärnor, nyckelbiotoper samt viktiga fågel- och fladdermusområden.

Havs- och vattenmyndigheten påpekar att området Storgrundet bör även fortsättningsvis präglas av[3]: *Höga naturvärden: Däggdjursområde. Fisklekområde. Revmiljö.*

Några exempel på skyddsvärda områden som berörs av vindkraftsparken Storgrundet är naturreservatet Storjungfrun 5 km bort, naturreservatet Axmar 6 km bort, Lilljungfrun 9 km bort, naturreservatet Stenöorn 12 km bort, Natura 2000-området Axmar-Gåsholma 6,5 km bort. Detta beskrivs av en kartbild från Naturvårdverkets kartjänst (http://skyddadnatur.naturvårdverket) 2021-10-10:

[3] Förslag till ändrade havsplaner för Bottniska viken, Östersjön och Västerhavet Samrådsversion Regeringskansliet, (dnr 2168-23, 2023-09-14)



I domstolens bedömning av verksamhetens tillåtlighet kan läsas sidan 148 i domen i mål M 1569-21:*”Mark- och miljödomstolens bedömning är platsen för exploateringen är gynnsam utifrån den teknik som kommer att vara tillgänglig för tidpunkten för den tänkta byggstarten. Havsdjupet och bottenförhållandena innebär att ingen av exploateringens faser på ett oacceptabelt sätt stör djur- och växtliv ovan eller under havsytan.”*

VJ anser att domstolens bedömning saknar underlag:

- den teknik som domstolen åsyftar finns inte tillgänglig ännu. Vindkraftsturbiner av storleken 20 MW och totalhöjden 290 finns idag endast på ritbordet.
- SGU skriver (angivet i domen sidan 57): ”*den planerade verksamheten innebär åverkan på havsbotten, i form av bland annat borrning, plöjning, spolning eller liknande och kommer medföra att sediment rörs upp och sprids och att vattnet grumlas, med risk för påverkan på biota. Om sediment innehåller miljögifter riskerar dessa att remobiliseras och påverka biota. Bolagets områdesbeskrivning över föroreningar i sediment samt underliggande rapport beskriver att Bolaget låtit utföra en undersökning av miljögiftsinnehållet i sediment på fyra platser inom området.”*

I domstolens bedömning av verksamhetens tillåtlighet skriver domstolen i domen sidan 149 i mål 1569-21: *”I närområdet finns också Natura 2000-området Axmar – Gåsholma samt det utpekade riksintresset Axmarkusten. I de utpekade riksintressena ingår bland annat ön Storjungfrun. Domstolen bedömer att någon påverkan av betydelse inte kommer att uppkomma då området är beläget närmare sju kilometer från verksamhetsområdet. Den bullerpåverkan som kommer att uppstå liksom påverkan från sedimentspridning måste bedömas som obetydlig.”*

Vad VJ uppfattar så föreskriver både miljöbalken och art- och habitatdirektivet att vid en prövning av påverkan på ett Natura 2000-område ska hänsyn tas inte bara till den ansökta och redan etablerade verksamheter utan även planerade verksamheter. Vid bedömningen ska hänsyn tas till kumulativa effekter från samtliga planerade verksamheter.

Domstolen redovisar inte vad som gör att ett avstånd på 7 km mellan vindpark Storgrundet och Natura 2000-området betyder att någon påverkan av betydelse inte kan uppkomma.

Kan även nämnas att avstånd till naturreservat Storjungfrun är ca 5 km enligt aktbilaga 535 i mål 1569-21, Omgivningsförhållanden 8a och sid 6.

Den beviljade lokalisering av vindpark Storgrundet kommer att ha mycket större påverkan på Natura 2000-områden, riksintressen och naturreservat än det lagakraftvunna tillståndet.

Vindpark Storgrundet som STOAB vill bygga är mycket stor i förhållande till den känsliga kustmiljön. Nedanstående tabell visar tydligt att nya vindparker med en installerad effekt av storleken 1 GW eller mer etableras längre ut från känsliga kustmiljöer.

Vindpark Storgrundet ligger 5 km från naturreservat Storjungfrun, 6-7 km från närliggande öar och 13-15 km från närmaste kust.

Boende på Storjungfrun har i aktbilaga 532 i M 1569-21 Skrivelse från Storjungfruns arrendatorer och öbor till KF påpekat på ett bra sätt:*”Med den senaste tekniska utvecklingen möjliggörs att placera vindkraftparker mycket längre ut till havs, och då ser vi inte någon anledning till att vi skall behöva uppoffra den unika miljön på Storjungfrun och det naturreservat som Söderhamns kommun varit med och etablerat.”*

VJ bestrider de urvalskriterier som STOAB verkar använda för sitt lokaliseringsval för vindpark Storgrundet:

1) STOAB lyfter fram äldre antaganden och analyser som inte tar hänsyn till all den tekniska utvecklingen som skett senaste åren när det gäller att bygga vindkraftparker längre ut och större djup.

2) att trenden snarare går mot etablering av allt större parker, längre ut till havs, på allt större djup vilket optimerar vindförhållanden, minimerar konflikt, och lägger grund för framtida industriella el-vätgasekosystem med export/importmöjlighet till andra nordiska länder.

3) att stora havsbaserade vindparker installeras idag längre ut från kusten för att inte förstöra den kustnära miljön. Den inriktningen är tydlig i Storbritannien, Tyskland och Holland. Detta framgår av beskrivningen i Bilaga 5 sida 29 och sidorna 70-84.

Ansökan från STOAB bagatelliserar lokaliseringsalternativ längre ut till havs.

Vindkraftsprojekten Eystrasalt, Fyrskeppet och Sylen har i jämförelse med vindpark Storgrundet:

- förutsättningar att minska intrång och olägenhet,
- potential om högre produktivitet och ekonomisk lönsamhet,
- potential att möta lokaliseringskriterier i miljöbalken på ett mycket bättre sätt.

5. Ekonomisk säkerhet för framtida nedmonteringskostnader

Den sökande för SG föreslår via aktbilaga 206 och den aktuella domen i mål 1569-21 sid 8 och punkt 26 **:** *”Storgrundet Offshore AB ska ställa en ekonomisk säkerhet till ett belopp om 6,2 miljoner kronor i 2023 års prisnivå för varje vindkraftverk som ska anläggas, för avhjälpande och andra återställningsåtgärder som verksamheten kan föranleda”.*

Som framgår av den argumentationen som VJ redovisar i bilaga 5 sid 30-40 så borde beloppet för ekonomisk säkerhet vara mycket större än det föreslagna.

Varför är ekonomisk säkerhet för framtida nedmonteringskostnader så viktig ?

Svea Vind har formulerat svaret på ett mycket bra sätt i aktbilaga 8 i mål M 1686-23 UP 2*:* "*Syftet med den ekonomiska säkerheten är att säkerställa att samhället inte ska behöva bekosta en nedmontering av anläggningen”.*

Ifall för lite medel är reserverat hos Länsstyrelsen för framtida nedmonteringskostnader är det risk att kommunerna för Söderhamn och Gävle eller svenska staten får bekosta nedmonteringen. Kostnaden kan bli cirka 3 miljarder kronor.

Hur stora är nedmonteringskostnaderna i andra liknande projekt som Storgrundet?

Högst aktuellt projekt som är till ca 80 % färdigbyggt idag är projekt **Revolution Wind i USA och som är samägt av Örsted och Skyborn.**

Projektet ligger 15 miles(cirka 24 km) från närmaste kust och består av 65 st 11 MW Siemens vindkraftsturbiner och har installerad effekt på 704 MW.

Av bifogat brev i Bilaga 1 från Revolutiom Wind genom Örsted till amerikanska Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) framgår: *”The estimated decommissioning cost is $325 million for the facilities included in Lessee's construction and operations plan. Based on the information provided by the lessee,”*

Av bifogat digitalt underskrivet brev i Bilaga 2 från BOEM till Revolution Wind framgår:*”In a December 22, 2023, letter, BOEM notified Revolution Wind of the required supplemental financial assurance amount of $325,440,000, which is based on the estimated cost of facility decommissioning”*

Av bifogad Bilaga 3 framgår att nedmonteringskostnader på totalt $325 million ifrågasätts. Den verkliga kostnaden kan vara det dubbla, det vill säga $650 million: ” *According to Save LBI estimates, the latter decommissioning effort could cost twice as much as the $325,4 million BOEM assigned to Revolution Wind.”*

Nedmonteringskostnader i vindkraftsprojektet Revolution Wind är beräknad till totalt USD 325 miljoner motsvarar ca 3 080 Mkr dvs ca 48 Mkr per vindkraftverk.

Nedmonteringskostnad vid vindkraftpark Revolution Wind är beräknad att vara ca 8 gånger högre kostnad per vindkraftverk än vad den sökande har uppskattat för vindkraftpark SG.

SG redovisar nedmonteringskostnad motsvarande 6,2 Mkr per vindkraftverk för mycket större vindkraftverk. Siffran som den sökande redovisar är orealistiskt låg**.**

VJ anser att det är fortfarande mycket oklart:

- Hur SG ska kunna göra nedmontering av vindkraftsparken för en kostnad som är endast en bråkdel av vad som rapporteras internationellt.

- Hur löftet "*Syftet med den ekonomiska säkerheten är att säkerställa att samhället inte ska behöva bekosta en nedmontering av anläggningen."* som säkert även den sökande för SG står bakom ska uppfyllas.

6. Angående buller och infraljud från vindkraftpark SG

VJ vill komplettera synpunkterna angående infraljud i Bilaga 5 sidan 41-43.

Infraljud från vindkraftverk, över vissa nivåer, är skadligt för människor och djur.

På Naturvårdverkets hemsida kan läsas 2025-11-07:
Vad är infraljud och är infraljud från vindkraftverk ett problem för människor?
"Infraljud är ljud som är så lågfrekvent att vi människor inte kan höra det, men vi kan ändå påverkas av det. Höga nivåer infraljud kan orsaka bland annat yrsel och huvudvärk"

Nyare studier visar att exponering för infraljud nära eller under hörtröskeln kan påverka hjärnans funktioner och fysiologiska responsen. Exempelvis har förändringar i vilonätverk och funktionell konnektivitet rapporterats efter experimentell exponering för ohörbart infraljud (Forlim et al. 2024[4] och Werchenberger et al 2017[5]).

Tidigare studier har visat blodtrycksförändringar vid infraljudsexponering (Daniel & Landström 1985[6]).

[4] C.G. Forlim, L. Ascone, C. Koch, S. Kühler, Resting state network changes induced by experimental inaudible infrasound exposure and associations with self-reported noise sensitivity and annoyance, Scientific Reports 14 (2024) 24555.

[5] M. Weichenberger, M. Bauer, R. Kühler, J. Hensel, C. G. Forlim, A. Ihlenfeld, B. Ittermann, J. Callinat, C. Koch, S. Kühn, Altered cortical and subcortical connectivity due to infrasound administered near the hearing threshold – evidence from fmri, PLOS ONE 12 (2017) 1-19.

[6] Å. Danielsson, U. Landström, Blood pressure changes in man during infrasonic exposure, Acta Medica Scandinavica 217 (1985) 531-535.

Vad säger svensk lagstiftning?

Enligt MB kap 2 hänsynsregler:

> *”Alla som bedriver eller avser att bedriva en verksamhet eller vidta en åtgärd **skall skaffa sig den kunskap som behövs** med hänsyn till verksamhetens eller åtgärdens art och omfattning för att skydda människors hälsa och miljön mot skada eller olägenhet”. (MB 2 kap. 2 §).*
>
> *”Alla som bedriver eller avser att bedriva en verksamhet eller vidta en åtgärd skall utföra de skyddsåtgärder, iaktta de begränsningar och vidta de försiktighetsmått i övrigt som behövs för att förebygga, hindra eller motverka att **verksamheten eller åtgärden medför skada eller olägenhet för människors hälsa** eller miljön.” (MB 2 kap. 3 §).*

Underlaget för de slutsatser som den sökande redovisar för SG är bristfälliga.

Professor Ken Mattson vid Uppsala universitet har gjort ett stort antal buller och infraljudmätningar vid olika vindkraftparker. Den bifogade rapporten i bilaga 4 daterad 2025-08-25 ”Bulleranalys Nora-Lindesberg” visar att även nivån på lågfrekvent ljud och infraljud kan bedömas.

Rapporten visar att det redan idag är möjligt att använda beräkningsprogram SoundSim 360 för att göra rättssäkra beräkningar som även inkluderar lågfrekvent buller och infraljud. SoundSim är utvecklat av Professor Ken Mattson och hans team vid Uppsala universitet.

VJ anser att:

- **Underlaget för de slutsatser som den sökande för SG redovisar är bristfälliga.**
- **Ansökan ska kompletteras med en bullerbedömning som inkluderar lågfrekvent buller och infraljud genom att använda beräkningsprogram SoundSim 360.**

Med vänlig hälsning
Vision Jungfrukusten Ideell Förening/genom

Bengt Lilja — Bengt Lilja-Ordförande

Hannu Thomasfolk — Hannu Thomasfolk-Styrelseledamot

Kontaktuppgifter:
Vision Jungfrukusten Ideell Förening Organisationsnummer:
802530-6005
E-post: info@visionjungfrukusten.se Hemsida: www.visionjungfrukusten.se

Bilagor

Bilaga 1 Kopia av brev angående nedmonteringskostnader från Revolution Wind genom Örsted till BOEM

Bilaga 2 Kopia av brev angående nedmonteringskostnader från Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) till Revolution Wind

Bilaga 3 Save LBI Calls for Accountability on Offshore Wind Decommissioning and Urges U.S. Dept. of Interior to Reverse Previously Approved Deferrals

Bilaga 4 Professor Ken Mattsson Uppsala universitet ”Bulleranalys Nora-Lindesberg” 25 augusti 2025

Bilaga 5 Komplettering av överklagan av Vision Jungfrukusten till Svea hovrätt M 12177-23 2023-12-08.

Bilaga 1

Bifogat kopia av underskriven brev

Till: Karen J. Baker, Bureau of Ocean Energy Management (BOEM)

Från: Peter Allen, Revolution Wind

I brevet har Peter Allen bifogat ett memorondum där det nämns sid 2:

” The estimated decommissioning cost is $325 million for the facilities included in Lessee's construction and operations plan. Based on the information provided by the lessee,”

Revolution Wind LLC
c/o Orsted Wind Power North America LLC
[redacted]
www.orsted.com

November 1, 2023

VIA EMAIL to: [redacted] (ORIGINAL BY FEDEX)

Karen J. Baker
Chief, Office of Renewable Energy Programs
Bureau of Ocean Energy Management
[redacted]

Subject: Revolution Wind, LLC Regulatory Departure Request Regarding Decommissioning Financial Assurance

Dear Chief Baker:

Pursuant to Section 8(p) of the Outer Continental Shelf Lands Act ("OCSLA"), 43 U.S.C. § 1337(p), and the U.S. Bureau of Ocean Energy Management's ("BOEM") OCSLA implementing regulations at 30 C.F.R. § 585.103, Revolution Wind, LLC ("REV") requests a departure modifying BOEM's timing requirements for providing a decommissioning bond or other financial assurance. (For the avoidance of doubt, at this time REV is not seeking a regulatory departure pursuant to 30 C.F.R. § 585.904 from any of BOEM's substantive decommissioning requirements.)

30 C.F.R. § 585.516(a) states: "Before BOEM will … [a]llow you to install facilities approved in your COP," "[y]ou must provide … [a] decommissioning bond or other financial assurance, in an amount determined by BOEM based on anticipated decommissioning costs." The regulation further states that, with respect to decommissioning, "BOEM must approve the schedule for providing the appropriate financial assurance coverage." REV requests a regulatory departure that would allow it to defer providing the full amount of its decommissioning financial assurance until eighteen years after the date on which REV begins commercial operations as defined in 585 C.F.R. § 585.113.[1]

A departure from the regulatory requirement to provide decommissioning financial assurance prior to construction is appropriate because it is "necessary to … [f]acilitate the appropriate activities on [REV's] lease," 30 C.F.R. § 585.103(a). Specifically, REV would be required to provide the full amount of its

[1] REV notes that the current Notice of Proposed Rulemaking issued in connection with BOEM's Renewable Energy Modernization Rule in Docket No. BOEM-2023-0005 (88 Fed. Reg. 5,968 (January 30, 2023)) contemplates a modification to the timing of the provision of financial assurance to support decommissioning. The proposed rule recognizes that the nature of renewable energy projects supports a funding schedule that ensures full funding by the time of decommissioning of the renewable energy generation facility. REV's proposal of funding set forth herein would ensure full funding well in advance of the time of decommissioning, while also requiring REV to fund such financial assurance two years prior to the expiration of the period in which it is entitled to receive payments under its power purchase agreements ("PPAs").

decommissioning financial assurance prior to installing facilities[2] on the OCS, and therefore prior to receiving any revenue under its PPAs. This would place an unnecessary and unreasonable financial burden on REV.

REV expects that it could operate its offshore wind project for approximately 35 years. While the certified design life of the turbines to be used at the offshore wind project is 25 years, REV's global experience (and that of its parent, Ørsted A/S ("Ørsted"), the global leader in offshore wind energy) in overseeing operations and maintenance has enabled REV to assess that a 35-year asset lifetime is compatible with a certified WTG lifetime of 25 years, through an increase in maintenance activities and operational adjustments. Moreover, Ørsted insures all its offshore wind projects during the construction and operations phases, thereby protecting against the possibility that the assets would need to be prematurely decommissioned.

In contrast to BOEM's experience with oil and gas operations, the wind resource is renewable (rather than finite), and REV's revenue stream from production is secured by the fixed prices that it is entitled to receive pursuant to its PPAs during the twenty-year period from its commercial operation date. Importantly, offshore wind projects are very capital intensive upfront, however, once constructed, operational costs are comparatively low, and it is profitable to continue operations of the offshore wind project for decades. Thus, even after the conclusion of the PPA period, the offshore wind project will still be able to generate revenue from the sale of its output in the wholesale energy markets.

Furthermore, approval of this regulatory departure request would satisfy the four requirements set forth at 30 C.F.R. § 585.103(b). Specifically:

1. The departure would be consistent with Section 8(p) of OCSLA, under which REV's Outer Continental Shelf lease was issued, because it would facilitate the production of offshore wind energy;

2. The departure would "protect the environment and the public health and safety to the same degree as if there was no approved departure from the regulations" because REV will nevertheless provide financial assurance many years before the eventual decommissioning of its project;

3. The departure would not impair the rights of third parties, because it would not change REV's obligation to undertake decommissioning activities at the end of its lease term; and

4. the request for a departure is documented in writing through submission of this letter.

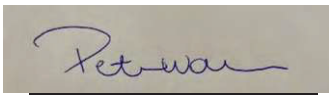
[2] REV notes that 30 C.F.R. § 585.516(a)(4) only refers to providing decommissioning financial assurance "[b]efore BOEM will … [a]llow you to install facilities approved in your COP" (emphasis added). Regardless of whether this regulatory departure request is approved, REV is under no obligation to provide decommissioning financial assurance prior to undertaking construction-phase activities on the OCS other than installation of facilities, for example seabed-preparation activities.

On October 6, 2023 REV and the State of Rhode Island Coastal Resources Management Council executed the "Commercial Lease of Submerged Lands for Renewable Energy Development" under which the parties agreed to defer providing decommissioning financial assurance until eighteen years after the date on which REV begins commercial operations.

REV appreciates your consideration of this request for a regulatory departure that will further the continued development of the REV offshore wind project. Please do not hesitate to contact Bryan Stockton [redacted] if you have any questions or concerns.

Sincerely,

Revolution Wind, LLC,
by its agent,
Orsted Wind Power North America LLC



Peter Allen
Region Americas CFO
Authorized Person

cc: [redacted]

Memorandum

To: Program Manager
Office of Renewable Energy Programs

From: Travis Tempel
Program Analyst, Risk Management Policy Group

Subject: Evaluation of Revolution Wind, LLC Request for a Departure from 30 C.F.R. §585.516(a)(4)

Revolution Wind, LLC (Revolution or Lessee) has requested a departure from 30 C.F.R. § 585.516(a)(4), which requires decommissioning financial assurance prior to facility installation(s) on the lease. Revolution Wind, LLC requested permission to postpone providing decommissioning financial assurance until Year 15 after beginning commercial operations. This memo contains the Risk Management Policy Group (Risk Management) recommendation on this departure request.

I. BACKGROUND

In support of its departure request, Revolution has identified several risk-reduction factors including insurance policies during construction and operation periods, several 20-year Power Purchase Agreements (PPA) with guaranteed electricity sales prices, and the lessee's commitment to provide full financial assurance 15 years after beginning commercial operations, several years ahead of the PPA expiration dates. Risk Management acknowledges the risk-reduction potential associated with these factors and requested the following information from Revolution: (1) the terms of its PPAs and (2) the estimated net project revenue and operational expenses for the length of the PPAs. The Lessee provided this information to Risk Management.

II. ANALYSIS

BOEM's regulation, 30 C.F.R. § 585.103, authorizes BOEM to approve a departure from the regulations when such a departure is necessary to, among other things, "[f]acilitate the appropriate activities on a lease or grant under this part." Departures must be consistent with the Outer Continental Shelf Lands Act (OCSLA), not impair third parties' rights, be in writing, and protect the environment and public to the same degree as if no departure had been granted. *See* § 585.103(b). The latter language is consistent with § 585.526(a), which allows a lessee to use a type of financial assurance other than a surety bond if it protects BOEM to the same extent as a surety bond. BOEM, therefore, must determine whether granting the departure will meet the standards set forth in § 585.103(a) and (b), and Risk Management was specifically asked to determine if granting the departure would meet the § 585.103(b)(2) requirement to protect the environment and the public to the same degree as if the departure had not been granted.

To make this determination, Risk Management first determined the potential level of risk to the government which could result from granting the departure. To do so, Risk Management

calculated the net present value (NPV) of Revolution's offshore project, using the estimated PPA revenue and estimated costs associated with electricity production. The NPV is a proxy for the overall value of a project at a given point in time. Risk Management believes that, if the current lessee defaults on its obligations, a project with a high enough NPV would likely be purchased by another entity or operated by the entity that provided the financing. This likelihood reduces the risk that decommissioning costs would be borne by the government, and consequently reduces the need for financial assurance.

Next, Risk Management compared the project's NPV to the estimated cost of decommissioning the project. The NPV-to-decommissioning ratio represents the estimated value of the project as a multiple of its decommissioning cost. An NPV-to-decommissioning ratio of one-to-one would mean the estimated value of the project is equal to the cost of its decommissioning. BOEM does not expect another entity to purchase a project with a ratio of one-to-one because the purchasing entity would not receive any return on its investment once it pays for the cost of decommissioning.

A ratio below three-to-one might be considered adequate to compensate a new entity for the cost of purchasing the lease and assuming liability for the existing decommissioning obligations. Based on its experience with offshore oil and gas leases, however, BOEM considers that a lease with a ratio below three-to-one is often too risky to find a new lessee that is willing to purchase the lease. BOEM believes that a ratio equal to, or exceeding, three-to-one is likely to provide enough value above the decommissioning cost that a new entity would purchase the lease if the current lessee defaulted.

The estimated decommissioning cost is $325 million[1] for the facilities included in Lessee's construction and operations plan. Based on the information provided by the lessee, Risk Management estimates the project should have an acceptable NPV-to-decommissioning cost ratio through Year 15 of the commercial operations period. Therefore, Risk Management concludes that relying on the project's financial strength for the first 15 years of its operations, based on an NPV-to-decommissioning cost ratio greater than 3:1, satisfies the regulatory requirements that the departure protect BOEM to the same extent as if the departure had not been granted or if a surety bond had been used.

Risk Management recommends that the departure period of no financial assurance begin on the date Revolution commences project construction because, absent the departure, that is when the regulations would require financial assurance. Risk Management also recommends, as a condition of granting the requested departure, an annual re-evaluation of the project's financial strength, especially as more site-specific and operational information becomes available. This re-evaluation will enable BOEM to better estimate the future capacity factor and operational expenses and help ensure the environment and the public continue to be sufficiently protected.

---

[1] This estimate could change depending on both BSEE and BOEM decisions before or after review of the final Facility Design Report and Facility Installation Report and the approach to the facility installation.

III. CONCLUSION AND RECOMMENDATIONS

Risk Management recommends approving Revolution's departure with the following conditions:

- Before operations begin, Revolution must annually provide BOEM with projections of its revenue and operational expenses for the remaining years of its PPA. Once the project is operational, Lessee must annually provide these projections based on actual operating conditions. Lessee will provide BOEM with this information annually until the decommissioning financial assurance is provided in full.

- Lessee must establish a decommissioning account pursuant to 30 C.F.R. § 585.529 within 15 years of commencing construction and fund the account on a schedule approved by BOEM.

- Notwithstanding the grant of the departure, based on BOEM's annual evaluation of Revolution's projected or actual revenue and operational expenses, BOEM reserves the right to demand that Lessee provide financial assurance at any time during the first 15 years of operations, or at any other time. Therefore, the granting of the departure is made conditional on a favorable annual evaluation of the financial information provided by Lessee. This departure recommendation is also based on current regulations and the evaluation may be updated to reflect any future regulatory or policy changes.

-**Briefing Document**-

SUBJECT –VINEYARD WIND DEPARTURE REQUEST: FINANCIAL ASSURANCE **DATE:** MAY 5, 2021

PURPOSE: This briefing document provides a synopsis of Vineyard Wind LLC's (Vineyard Wind) request to the Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) to postpone its financial assurance requirements until year 15 of operations, and, at BOEM's request, Bureau of Safety and Environmental Enforcement's (BSEE) input for BOEM's consideration. While this is a BOEM decision, BSEE has significant concerns with granting a departure to current regulations that require financial assurance before installation of any facilities.

ISSUE: Vineyard Wind LLC (Commercial Lease OCS-A-0501) requests that BOEM grant a regulatory departure from the timing of when financial assurance needs to be in place. "…pursuant to 30 C.F.R. § 585.103, Vineyard Wind requests a departure from §585.516(a)(4) requiring that a decommissioning bond or other financial assurance be provided before Vineyard Wind is allowed to install facilities approved in the [construction and operations plan] COP….Vineyard Wind requests that it be allowed to provide the required financial assurance in year 15 of actual operations, which under the current schedule would be in 2039. At that time, Vineyard Wind would provide financial assurance in a form allowed by the regulations."[1] Funding would correspond with the last five years of the Power Purchase Agreements (PPAs) Vineyard Wind will operate under. BSEE has concerns, based on experience with conventional energy, that if called upon to enforce decommissioning operations, proper funding may not be available putting the American public at financial risk.

BACKGROUND: BOEM is considering whether to approve a departure to the financial assurance regulations requested by Vineyard Wind. Vineyard Wind asserts, among other justifications, (1) requiring financial assurance for decommissioning costs prior to construction is burdensome for developers because they are not yet receiving project income, (2) the project will use proven wind turbine technology, and (3) unlike with conventional energy, offshore wind projects are developed with a PPA with guaranteed electricity sales prices that, coupled with the consistent energy supply of wind, ensures a project will have a predictable project life income.

BOEM's Risk Management Policy Group (Risk Management) has prepared a memorandum recommending approval of Vineyard Wind's departure with conditions, see Attachment 1. Risk Management believes that (b) (5) [redacted]

[1] March 1, 2021 letter from Klaus Moeller, Project Director, Vineyard Wind, to James Bennett, Program Manager, Office of Renewable Energy Programs, BOEM.

(b) (5) [redacted]

POSITION: BSEE acknowledges the PPAs and their impact on project financials versus conventional energy, however BSEE does not support a BOEM departure to existing regulations which would allow for a delay in BOEM collection of appropriate financial assurance. The primary risk are as follows:

- Delaying receipt of financial assurance increases the risk to the federal taxpayer as identified by Government Accountability Office (GAO).
- The longer financial assurance is deferred, the greater the chance that the government will not collect.
- Decommissioning funds may need to be accessed prior to the expected end of project life due to unforeseen events.

It is BSEE's position that (b) (5) [redacted]

On the conventional energy side, BSEE and BOEM are currently working to address decommissioning of wells, structures, and pipelines orphaned by several bankrupt companies for which there is an estimated shortfall of approximately $60 million in collected financial assurance funds. BSEE strongly recommends (b) (5) [redacted]

Further, (b) (5) [redacted]

(b) (5) [redacted]

It may also be worth noting that since 2015, both BOEM and BSEE have received criticism on oversight of financial assurance and decommissioning of conventional energy infrastructure by the GAO and DOI Office of Inspector General (OIG) (see Attachment 2). While both bureaus have made improvements to data collection, analysis, and some policies, there are still outstanding issues and lessons learned that could inform our approach to decommissioning renewable energy projects.

Both BSEE and BOEM strive to protect the federal government and ultimately the American public from incurring financial loss to the maximum extent practicable, throughout the lifecycle of OCS activities. Successful decommissioning is the ultimate demonstration of environmental stewardship by both the lessee and government.

PREPARED BY/CONTACT: [redacted]

Bilaga 2

Bifogat kopia av digitalt underskriven brev

Från: Karen J. Baker, Bureau of Ocean Energy Management (BOEM)

Till: Peter Allen, Revolution Wind

I brevet skriver BOEM:

”In a December 22, 2023, letter, BOEM notified Revolution Wind of the required supplemental financial assurance amount of $325,440,000, which is based on the estimated cost of facility decommissioning”

United States Department of the Interior

BUREAU OF OCEAN ENERGY MANAGEMENT
WASHINGTON, DC 20240-0001

Mr. Peter Allen
Revolution Wind, LLC
56 Exchange Terrace, Suite 300
Providence, Rhode Island 02903

Dear Mr. Allen:

I am writing on behalf of the Bureau of Ocean Energy Management (BOEM), Office of Renewable Energy Programs, regarding Revolution Wind, LLC's (Revolution Wind) regulatory departure request submitted on December 1, 2023, pursuant to 30 C.F.R. § 585.103. Revolution Wind requested a departure from 30 C.F.R. § 585.516(a)(4), which requires lessees to provide financial assurance for decommissioning costs before the installation of facilities on their lease. Specifically, Revolution Wind requests to defer providing the full amount of its decommissioning financial assurance until fifteen years after the date on which the Revolution Wind Farm and the Revolution Wind Export Cable Project (Project) begins commercial operations as defined in 30 C.F.R. § 585.113 on Lease OCS-A 0486. In a December 22, 2023, letter, BOEM notified Revolution Wind of the required supplemental financial assurance amount of $325,440,000, which is based on the estimated cost of facility decommissioning.

In support of this departure request, Revolution Wind states that providing the full amount of its decommissioning financial assurance prior to receiving any revenue under its power purchase agreements (PPAs) would be an unnecessary and unreasonable financial burden on the company. Revolution Wind identifies several risk-reduction factors associated with the Project, including:

1) A 35-year asset life (beyond the certified 25-year design life of the wind turbines to be used on the Project) is expected through an increase in maintenance activities and operational adjustments.
2) The Project has insurance during the construction and operations phases to protect against the possibility that assets would need to be prematurely decommissioned.
3) Its 20-year revenue stream is secured by fixed prices in several PPAs.

BOEM agrees that these risk-reduction factors, along with our review of the Project's projected revenue and costs, demonstrate that deferring the decommissioning financial assurance requirements until 15 years after Revolution Wind begins commercial operations on the lease does not expose the U.S. Government to undue risk.

Pursuant to 30 C.F.R. § 585.103(a), BOEM finds that this departure is necessary to facilitate appropriate activities on lease OCS-A 0486 because it would reduce Revolution Wind's upfront financial assurance burden. Additionally, pursuant to 30 C.F.R. § 585.103(b), this departure:

1) Is consistent with subsection 8(p) of the Outer Continental Shelf (OCS) Lands Act because it allows for the establishment of financial assurance in a way that protects the interests of the United States, but also allows for the expeditious development of renewable energy projects on the OCS;
2) Protects the environment, and public health and safety, to the same degree as if there were no approved departure by relying on the Project's financial strength; and
3) Does not impair third parties' rights because it only involves the timing of decommissioning financial assurance obligations required per 30 C.F.R. part 585.

BOEM, therefore, approves the departure from 30 C.F.R. § 585.516(a)(4), subject to the following conditions:

- Before operations begin, Revolution Wind must provide BOEM with projections of its revenue and operational expenses for the remaining years of its PPA. Once the project is operational, the Lessee must provide these projections based on actual operating conditions. The Lessee will provide BOEM with this information annually on January 31st until the decommissioning financial assurance is provided in full.

- The Lessee must establish and fully fund a decommissioning account pursuant to 30 C.F.R. § 585.529 within 15 years of commencing commercial operations as defined in 30 C.F.R. § 585.113. The Lessee must notify BOEM at least seven days before commencing commercial operations. Upon confirmation of the Lessee commencing commercial operations, BOEM will provide the Lessee with the date by which the full amount of decommissioning financial assurance is required.

- Notwithstanding the granting of this departure, based on BOEM's annual evaluation of Revolution Wind's projected or actual revenue and operational expenses, BOEM reserves the right to demand that the Lessee provide financial assurance at any time during the first 15 years of commercial operations, or at any other time. Therefore, the granting of the departure is made conditional on a favorable annual evaluation of the financial information provided by Lessee. This departure approval is also based on regulations in effect on the date of this letter. BOEM's evaluation of Revolution Wind's financial information may be updated to reflect any future regulatory or policy changes.

This regulatory departure will start on the date Revolution Wind begins installing facilities on the lease, given that the financial assurance would otherwise be due by then. Please note that this departure applies only to the financial assurance required for the Project on commercial lease OCS-A 0486.

If you have any questions regarding this matter, please contact Whitney Hauer at (571) 536-8698 or Whitney.Hauer@boem.gov.

Sincerely,

Karen J. Baker
Chief,
Office of Renewable Energy Programs

BILAGA 3

FOR IMMEDIATE RELEASE

October 16, 2025

Save Long Beach Island, Inc. (Save LBI)
P.O. Box 2087
Long Beach Township, NJ, 08008
www.SaveLBI.org

Contacts:
Bob Stern, Ph.D., President
Email: info@savelbi.org
Phone: 917-952-5016

Thomas Stavola Jr. Esq.
Email: tstavolajr@stavolalaw.com
Phone: 732-539-7244

Save LBI Calls for Accountability on Offshore Wind Decommissioning and Urges U.S. Dept. of Interior to Reverse Previously Approved Deferrals

LONG BEACH ISLAND, NJ, and October 16, 2025 — Save Long Beach Island, Inc. (Save LBI), a grass-roots organization dedicated to sound energy policies and preserving our shore and ocean environment, today urged the U.S. Department of Interior (DOI) to end the egregious practice of letting operators of offshore wind farms postpone providing financial assurance ~~payments~~ earmarked for the future decommissioning and removal of turbines and related infrastructure.

The organization, which is backed by more than 10,000 supporters, also urged the agency to take two specific actions: 1) Invalidate previous ~~payment~~ financial assurance deferrals granted to offshore wind projects, compelling developers to ~~make payments~~ provide that assurance soon after ~~construction~~ turbine operation begins, and 2) mandate that all future renewable energy approvals comply with strict regulations under the Code of Federal Requirements (CFR).

In a letter to DOI Secretary Doug Burgum, Save LBI said the practice of deferring financial responsibility "appears to be pervasive" and cited specific instances where the DOI's Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) authorized the owners of Rhode Island's Revolution Wind and Massachusetts' Vineyard Wind projects to postpone payments for 15 years, giving the developers excessive leeway in establishing funding necessary to cover the substantial costs of decommissioning the planned 127 wind turbines off the coast of New England.

Citing one of many examples, the letter — signed by Save LBI attorney Thomas Stavola and Bob Stern, Ph.D scientist and president of the organization — says BOEM authorized a deferral for Revolution Wind

on the basis that "*providing the full amount of its decommissioning financial assurance prior to receiving any revenue under its power purchase agreements (PPAs) would be an unnecessary and unreasonable financial burden on the company*." However, such revenues are received by the company well before the 15-year deferral given.

A Lack of Accountability

BOEM's approval of Revolution's "departure request" ignores CFR requirements, which state, "Any departure approved under this section and its rationale must...be consistent with subsection 8(p) of the OCS Lands Act… [and] protect the environment and the public health and safety to the same degree as if there was no approved departure from this part..."

Calling the approvals "patently absurd," Stavola said "BOEM abdicated its responsibility to the American people by relying heavily on the 'financial strength' of the project instead of upholding its duty to protect the environment, public health, and safety."

BOEM's action in the case of Revolution Wind undermines CFR criteria in a number of ways, including:

- Increasing risk to federal taxpayers, as delineated by the Government Accountability Office (GAO).
- Foreclosing the possibility of using funds set aside for turbine decommissioning to address unforeseen events — such as Vineyard Wind's blade failure in the summer of 2024.
- Heightening the risk that an offshore wind developer will be incapable of meeting financial assurance obligations 15 years down the road, leaving taxpayers to foot the bill.
- Elevating the possibility of littering the ocean with abandoned offshore wind infrastructure, which could potentially occur after only 10 to 15 years of operation — well before the structure's official life expectancy. Long-term risks include the potential for derelict turbines, foundations, cables, substations to become hazards for marine wildlife, while leakage of lubricants, hydraulic fluids, and other pollutants contaminates the marine environment.
- Precluding a key enforcement tool. Without financial assurance, the mechanism that would compel full-site restoration is removed. CFR decommissioning requirements for offshore wind projects include the removal of all facilities, projects, cables, pipelines, obstructions, and clearing the seafloor of all obstructions created by activities authorized under the lease. What's more, if developers become financially insolvent, regulators lose leverage to enforce compliance.
- Creating navigational/safety hazards. Abandoned turbines would pose hazards to vessels, fisheries, and navigation, as well as military and commercial radars.
- Degrading the marine environment in perpetuity. Abandoned turbines will harm marine habitats and interfere with the migration of the critically endangered North Atlantic right whale.

"Beyond the many negatives created by not holding offshore wind developers accountable, there are other fundamental problems," Stern noted. "It's not clear what decommissioning means in the context of prior BOEM deferrals or whether the amount of financial assurance specified is up to the task."

The Save LBI leader stressed the importance of explicitly defining what 'decommissioning' means and specifying the level of financial commitment required to fully remediate a site that is no longer active. "Decommissioning could range from merely removing turbine blades to removing the entire turbine tower along with the blades and a subsection of the foundation. We don't know whether the amount of financial assurance includes onshore storage, processing, and ultimate disposal of materials."

According to Save LBI estimates, the latter decommissioning effort could cost twice as much as the $325.4 million BOEM assigned to Revolution Wind. The Burgum letter states: “We would suggest that this subject requires major surgery in your upcoming Outer-Continental Shelf rule revisions, and that you consider the following elements in such a revision: a) that turbine removal down to a section of the foundation be required in all cases, b) that a preliminary turbine removal plan and cost be included in the Construction and Operations Plan, c) that BOEM prescribe methods of calculating the cost of turbine removal, including onshore, processing and disposal, and, d) that financial assurance begin one year after commencement of operation and be provided for the full cost amount no later than 10 years after commencement of operation.

About Save LBI

Save LBI is a not-for-profit, non-partisan organization that has been active in ongoing litigation and other efforts to protect the coastal and marine environment from the senseless industrialization of our oceans. The organization is led by Beach Haven, N.J. resident Bob Stern, a Ph.D. scientist with experience in environmental planning and environmental law. He is a former manager of the U.S. Department of Energy office responsible for overseeing environmental protection related to energy projects and the Bureau of Air Quality Planning within the New Jersey Department of Environmental Protection (NJDEP). For more information on Save LBI and its efforts, please visit SaveLBI.org.

###

UPPSALA UNIVERSITET

BILAGA 4

Bulleranalys Nora-Lindesberg

Prof. Ken Mattsson

25 augusti 2025

På uppdrag av föreningen *Skona Nora* har vi utfört en mycket noggrann bullerspridnings analys av området kring den existerande vindparken *Munkhyttan* i kombination till de planerade vindparkerna *Munkhyttan 2*, *Siggebohyttan* och *Älgfallet*. Det är totalt 3+3+12+11=29 vindkraftverk. I beräkningarna har vi utgått från Vestas V162, 6.2 MW i samtliga vindparker, bortsett *Älgfallet* där vi i brist på information utgår från Vestas V172, 7.2 MW, som vi anser vara det mest troliga valet. Baserat på flera noggranna mätningar från ett antal vindparker (t.ex. Vindpark Målarberget och Vindpark Lervik) har vi kalibrerat ett mycket precist beräkningsprogram: **SoundSim360**, som kan hantera ljudspridning över stora komplexa områden och bullerkällor över alla frekvenser, inklusive infraljud (frekvenser under 20 Hz).

Hur ljud sprids över större områden beror i hög grad på den rådande atmosfären, topografin, markens beskaffenhet, ljudkällornas inbördes positioner och spektrala innehåll. Det är därför viktigt att förstå hur fysiken påverkar ljudutbredningen. Centrala begrepp är diffraktion, refraktion, geometrisk spridning, absorption, transmission, reflektion och interferens. Om inte allt detta ingår i beräkningsmodellen på ett korrekt och noggrant sätt kan ljudspridningen inte simuleras trovärdigt. Vår beräkningsmodell (SoundSim360) löser vågekvationen i 3D och läser in den aktuella tredimensionella atmosfären samt verklig topografi. All relevant fysik inkluderas korrekt och det finns inga *fria parametrar* att justera. Detta gör resultaten precisa, under antagandet att källstyrkorna är korrekt angivna. Under de senaste 20 åren har jag och min forskargrupp ägnat oss åt forskning och utveckling av mycket noggranna och tillförlitliga numeriska metoder anpassade för ljudutbredning (se t.ex. [28, 27, 29, 25, 26, 24, 30, 4, 23, 31, 40, 32, 34, 20, 3, 46, 45, 33, 38]). Denna kunskap har kondenserats i beräkningskoden SoundSim360, som uppnår mycket hög effektivitet genom en avancerad GPU-implementering.

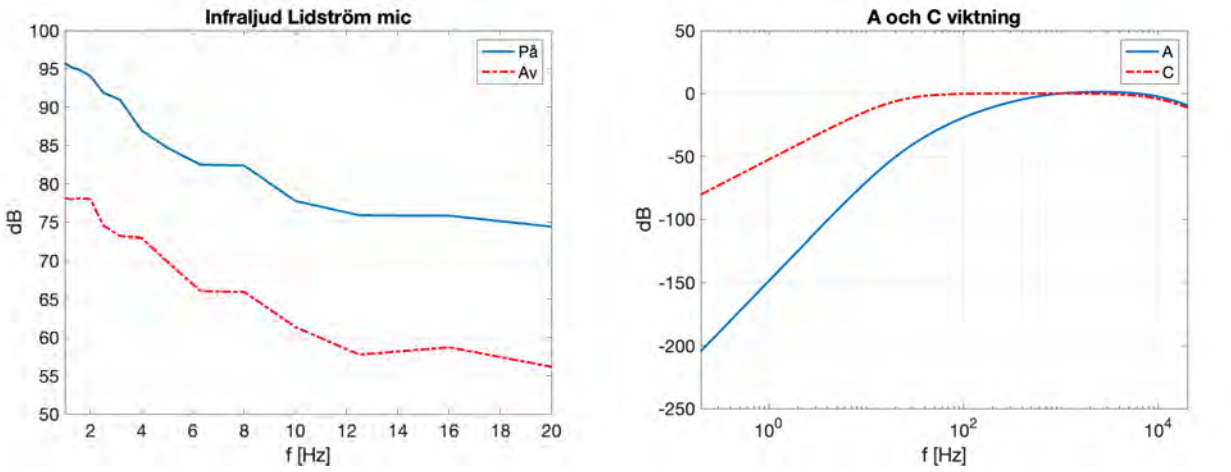
Den modell som i dag oftast används för att beräkna ljudspridning är Nord2000 [2], som implementeras i t.ex. SoundPlan och windPRO. Nord2000 är en strålgångsmodell, byggd på antagandet att ljudet är högfrekvent. Den är i grunden tvådimensionell och kan av naturliga skäl inte hantera lågfrekvent ljud korrekt, och den kan heller inte modellera interferens (samverkan mellan flera källor). Även diffraktion hanteras bristfälligt, vilket blir problematiskt i kuperad terräng eller i närheten av byggnader och bullerskydd. Vi har tidigare visat att Nord2000 inte är pålitlig i kuperad terräng [4]. För att kompensera modellens brister innehåller Nord2000 ett flertal *fria parametrar* som användaren kan justera, vilket gör att resultaten i hög grad beror på vem som kör programmet-något vi kan illustrera med flera tydliga exempel. Enligt flera studier, bl.a. av Conny Larsson [17], underskattar programmet ofta ljudnivåerna med 5-7 dBA vid avstånd kring 1 km jämfört med mätningar. Ibland används en mer förenklad modell *ISO 9613-2* [12], som ger resultat jämförbara med Nord2000 men betraktas som ännu mer osäker. Cloudberry har genomfört en bullerberäkning i windPRO med modell *ISO 9613-2* (vilket framgår av beräkningsresultatet); resultatet visas i Figur 6.

Flera studier har visat att atmosfäriska förhållanden och markegenskaper orsakar betydande variationer i bullernivåer-upp till 20 dBA-på 1 km avstånd från en vindpark [17, 37, 16]. Långtidsmätningar av Conny Larsson (2014) [17, 37] bekräftade att variationerna är störst under kvällar och nätter, särskilt vid snötäckt mark. Ett särskilt störande, ”svischande” amplitudmodulerat (AM) buller uppstår huvudsakligen under kvällar, nätter och morgnar. Under en årslång mätkampanj observerades AM-buller 19% av tiden på 1 km avstånd. Förekomsten påverkas starkt av förhållandena längs utbredningsvägen, och interferens mellan turbiner kan förekomma. AM-buller kan spridas över 10 km [36] och är betydligt mer störande än kontinuerligt ljud på samma dBA-nivå. Det är vanligen starkast under vinterkvällar vid inversionsförhållanden.

Nord2000 togs ursprungligen fram för trafikbuller på kortare avstånd i platt terräng (några hundra meter). Trafikbuller skiljer sig avsevärt från vindkraftsbuller. Vindkraftsbuller är till sin natur i huvudsak lågfrekvent, med de högsta nivåerna under 5 Hz. De absolut högsta nivåerna ligger under 1 Hz, och nivåerna förväntas öka med större verk [35, 44]. Att försöka beskriva infraljud med A-vägning (dBA) är, enligt mig och många andra experter, inte ändamålsenligt. Vissa förespråkar C-vägning, vilket är en förbättring men tar fortfarande mycket liten hänsyn till just infraljudet. I Figur 1 visar vi effekten av A- och C-vägning, dvs. hur mycket man ska dra av i varje tersband. Vid vindpark Målarberget genomförde vi den 23 oktober 2024 en mätning av infraljud när verken var i drift och strax därefter när alla verk stoppades p.g.a. negativa elpriser; se Figur 1.

Dessa mätningar visar att vindkraftverken är orsaken till de höga infraljudsnivåerna kring vindparken, då bakgrundsnivån ligger cirka 18 dB under nivån med verken i drift. Vi har observerat samma resultat (ca 18

dB högre infraljud med verken i drift) vid vindpark Lervik den 21 maj 2024. Summerar man alla tersband i infraljudsområdet (från mätningen i Figur 1) när verken snurrar fås 102.7 dB, vilket motsvarar 25.6 dBA och 73.9 dBC. När verken är avstängda blir motsvarande värden 85.9 dB, 7.7 dBA och 56.8 dBC. Detta är de effektiva infraljudsnivåerna i dB, dBA och dBC (under 20 Hz). Vi betonar att frekvenser under 1 Hz inte ingår eftersom de inte kan mätas tillräckligt noggrant med nuvarande utrustning; vi förväntar oss att nivåerna är som högst kring 0.2-0.4 Hz. Flera mätningar visar också på högre nivåer (cirka 5 dB) av infraljud inomhus [13, 5, 6, 8]. De värden vi redovisar här är från utomhusmätningar.



Figur 1: Noggrann mätning av infraljud med och utan verk påslagna (vänster). A- och C-viktning (höger).

Vibrationer

Det finns en växande oro kring de seismiska vibrationer som genereras av vindkraftverk. Till skillnad från akustiska vågor, som sprids i luften, fortplantar sig seismiska vågor genom marken och kan färdas flera kilometer, beroende på de lokala geologiska förhållandena. Dessa lågfrekventa markvibrationer kan även interagera med luftburna akustiska vågor, vilket potentiellt kan ge upphov till kombinerade störningseffekter som ännu inte är fullt utredda. Empiriska data om seismiska vågor från vindkraftverk är fortfarande begränsade. Minst en vetenskaplig studie har dock analyserat fenomenet och fokuserat på lågfrekventa vibrationer och deras utbredning [11]. Resultaten från den studien kan sammanfattas enligt följande:

(i) De flesta seismiska vågorna som genereras av vindkraftverk sprider sig som Rayleigh-vågor; (ii) De mikroseismiska vågor som alstras påverkar seismologiska mätstationer på avstånd upp till cirka 15 km från en vindpark; (iii) Störst påverkan observeras i frekvensområdet 5-10 Hz och (iv) Drift av en vindpark under starka vindförhållanden kan generera mikroseismiska vågor som är tillräckligt starka för att orsaka störningar för närboende. För att fullt ut förstå effekten av dessa seismiska vibrationer krävs ytterligare forskning. I synnerhet är inomhusmätningar av lågfrekventa vibrationer viktiga, eftersom dessa kan kopplas in i människokroppen som kroppslett ljud och därigenom manifestera sig som upplevt infraljud. En korrekt simulering av de verkliga effekterna av seismiska vågor från vindparker skulle kräva avancerade numeriska metoder, exempelvis liknande SoundSim360, i kombination med högupplösta seismiska mätningar utförda under kontrollerade och välkarakteriserade förhållanden. En sådan omfattande studie har, såvitt jag vet, ännu inte genomförts men representerar en viktig riktning för framtida forskning. Min nuvarande rapport är dock begränsad till att behandla luftburna akustiska vågor och inkluderar därför inte markburna seismiska vibrationer eller deras potentiella kopplingseffekter.

Infraljudets påverkan på människor

Det finns ett antal studier som ofta lyfts fram som ”bevis” för att infraljud från vindkraftverk inte orsakar negativ påverkan på människor, däribland de senaste rapporterna [22, 21]. Efter noggrann genomgång av dessa och ett stort antal tidigare publikationer (t.ex. [7]) kan jag konstatera att ingen av dessa studier undersökt de doser vi regelmässigt mäter upp i närheten av vindkraftverk. Dessutom har ingen av dessa studier involverat neurofysiologer, vilket är en avgörande brist givet att infraljudets huvudsakliga påverkan sannolikt sker via nervsystemet. Det finns däremot studier som tydligt kopplar infraljudsexponering (vid nivåer 80-90 dB) till förändrad hjärnaktivitet [50, 10]. Specialister inom otoneurologi, såsom Håkan Enbom och professor Alec N. Salt [41, 42, 43], har visat starka indikationer på att ohörbart infraljud kan trigga migrän hos upp till 30 % av

befolkningen - vilket motsvarar den andel som är kända för att ha ett högkänsligt nervsystem [18, 39]. Påverkan är därmed högst individuell, men potentiellt allvarlig för en betydande minoritet.

Både jag själv och en kollega i forskarteamet har upplevt tydliga symtom (sömnstörningar i upp till en vecka samt migrän dagen efter) i direkt anslutning till våra mätningar vid vindkraftverk. Under dessa mätningar har vi dokumenterat infraljudsnivåer på minst 95 dB vid 1 Hz, motsvarande cirka 103 dB totalt (1-20 Hz), vid exponeringstider över 4 timmar (se Figur 1). Liknande symtom har tidigare rapporterats av andra forskare [5], även vid lägre doser än de vi uppmätt. Redan 1985 kunde Danielsson och Landström [9] visa fysiologiska effekter av infraljud vid 95 dB, bl.a. höjning av diastoliskt blodtryck samt sänkning av systoliskt blodtryck och puls. Djurförsök och fältstudier stärker bilden. Nya resultat visar att många djurarter, särskilt hjortdjur och fåglar, flyttar sig mer än 5 km från vindkraftverk [47]. Även boende i närheten vittnar om en tydlig minskning av vilda djur i områdena runt vindparker.

Ett fenomen som sällan lyfts fram i diskussionen om vindkraftens ljudpåverkan är att turbinerna alstrar ett kraftigt pulserande (impulsivt) infraljud [15, 13, 14]. Detta pulserande infraljud har sin grund i bladpassagefrekvensen (BPF), dvs. den rytmiska tidpunkten då rotorbladen passerar tornet. I ett ljudspektrum framträder detta som tydliga spikar vid BPF och dess multiplar (övertoner). För moderna turbiner med rotorblad på 75-85 meter ligger BPF typiskt mellan 0.2-0.6 Hz, medan äldre turbiner ofta har en BPF kring 1 Hz. Detta pulserande infraljud skiljer sig markant från naturligt infraljud - exempelvis från vind som strömmar över trädtoppar eller från havsvågor - som är mer kontinuerligt och inte visar samma distinkta spektrala mönster. Det är väl etablerat inom akustikforskningen att pulserande ljud upplevs som mer störande än kontinuerligt ljud vid samma ljudnivå [49]. Denna aspekt är därför av central betydelse vid bedömning av vindkraftsljudets påverkan. Att enbart fokusera på ljudnivån (dB) riskerar att bli missvisande - ljudets form (kontinuerligt eller pulserande) är avgörande för störningsgraden och därmed hälsopåverkan.

Våra egna mätningar under perioden 26 oktober 2023 - 16 december 2024 visar nivåer mellan 92-115 dB vid 1 Hz på avstånd 500-1000 m från närmaste verk. Som jämförelse exponerades försökspersoner i den finska studien [21] endast för 73 dB vid 1 Hz (motsvarande totalt 89 dB infraljud) under 10 minuter, och i den australiensiska studien [22] för 87 dB infraljud under tre dygn. Dessa studier är därför inte jämförbara med de faktiska exponeringsnivåer vi dokumenterat kring befintliga vindkraftparker. I dessa studier har man dessutom enbart använt kontinuerligt infraljud.

Vi föreslår att infraljudets hälsoeffekter omgående undersöks genom en kontrollerad exponeringsstudie på ett representativt statistiskt urval av befolkningen (ca 1000 personer). Deltagarna bör exponeras för minst 95 dB vid valda frekvenser i infraljudsområdet under några timmar, helst med pulserande signaler för att efterlikna verkliga förhållanden. Urvalet bör inkludera personer med dokumenterad migränkänslighet. Studien bör utformas i nära samarbete med experter inom otoneurologi. Innan en sådan studie genomförts är vår starka rekommendation att pausa utbyggnaden av vindkraftparker, eftersom de nuvarande kunskapsluckorna utgör en betydande risk för folkhälsan.

Mätningar av infraljud

Noggrann mätning av infraljud ner till 1 Hz kräver instrument som är kalibrerade för låga frekvenser. En tillförlitlig kalibrering vid 1 Hz kan genomföras hos NORSAR mot deras Hyperion-system vid mätstationen i Elverum, som är certifierad inom CTBTO-nätverket för infraljud. Vi har använt fyra Lidström-infraljudsmikrofoner [19], vilka kalibrerats hos NORSAR. Dessa mikrofoner utvecklades i början av 1980-talet i Sverige för helikopterdetektion. De är extremt känsliga men samtidigt robusta nog att fungera under tuffa väderförhållanden. Lidström-mikrofonerna har tidigare använts av FOI och KTH (prof. Thomas Lindblad), och används i dag av forskargruppen vid Institutet för rymdfysik (IRF) i Kiruna under ledning av Johan Kero [48], som också ställt tre mikrofoner till vårt förfogande.

Under våra mätningar har vi även testat Nor140 och Nor145, som är populära inom akustikkonsultbranschen. Enligt specifikation ska Nor145 kunna mäta ner till 0.4 Hz, men i praktiken är instrumentet inte kalibrerat för så låga frekvenser. Våra tester visar att den underskattar nivån med cirka 20 dB under 3 Hz. Slutsatsen är att instrument som inte är kalibrerade för 1 Hz inte kan användas för tillförlitliga mätningar av infraljud från vindkraftverk. För sådana mätningar krävs professionell kalibrerad utrustning, exempelvis från Hyperion eller Chaparall, som kan mäta korrekt i intervallet 0,01-200 Hz. Vi har nyligen inhandlat två Hyperion-mikrofoner för att mäta nivåer under 1 Hz med hög precision. Det är också viktigt att mäta inomhus, eftersom infraljudsnivån där ofta visar sig vara högre än utomhusnivån.

De mätningar som vi genomfört och använt för att kalibrera vår beräkningskod, och för att samtidigt inversmodellera fram källstyrkan hos vindkraftverken i infraljuds området skedde under 21 maj 2024 och 10 september 2024 vid vindpark Lervik, och under 26 oktober 2023, 23 oktober 2024 och 16 december 2024 vid vindpark Målarberget. Vi mätte vid båda parker vid flera (3-4) mätpunkter och vid olika tidpunkter på dygnet för att samla in bra statistik. Vid varje mätning läste vi in aktuella atmosfärsdata som vi använde vid

inversmodelleringen. Här är det också viktigt att vi får data (t.ex. vilka verk som står still) från driftansvarig under mätperioden. Vid Lervik och Målarberget har det aldrig varit ett problem. Vi har skickat in en vetenskaplig artikel som i mer detalj beskriver mätningarna, mätdatan och kalibreringen. Denna artikel förväntas bli accepterad inom ett par månader. Mätdata kan delas vid efterfrågan. Verken vid Målarberget är av model Vestas V150-4.3 MW. Vid Lervik är verken större, på 6.6 MW (modell SG170-6,6). Med hjälp av noggranna mätningar och inversmodellering i SoundSim360 kan vi beräkna källstyrkan vid 1 Hz till 154, 158 och 177 dB för de tre mätningarna kring Målarberget. Vid Lervik fick vi fram källstyrkan 159 och 168 dB för de två mätningarna som genomfördes. Det är alltså en stor variation på källstyrkan, som till stor del är korrelerat till den rådande atmosfären. Ett medelvärde från de fem olika mätdagarna ger 163 dB källstyrka vid 1 Hz, och är det vi räknar med i Figurerna 2 och 3. De planerade verken vid *Munkhyttan 2* och *Siggebohyttan* är av typen VESTAS V162-6.2 med navhöjden 129 meter och styrkan 6.2 MW (listade med källstyrkan 104.8 dBA). De planerade verken vid *Älgfallet* är av typen VESTAS V172-7.2 med en förväntad navhöjd på 199 meter och styrkan 7.2 MW (listade med källstyrkan 107.8 dBA). Dessa verk är alltså betydligt större än de som vi mätt på vid Målarberget som har navhöjden 125 meter och storleken 4.2 MW.

Beräkningar av infraljud vid Nora-Lindesberg

I beräkningarna har vi använt en representativ atmosfär från 31 mars 2023 (nerladdad väderdata från TH-REDDS Data Server), och genomfört beräkningar för dagen (klockan 16.00) och för natten (klockan 04.00). Marktypen är satt som vanlig mark (Impedansklass E) enligt [2]. Atmosfärdämpningen är hämtad från [1]. Vi lägger på 8 m/s medvind åt alla håll enligt praxis. Vi använde källstyrkan (ljudeffekten) 163 dB för att beräkna spridningen av infraljudet (i detta fall 1 Hz) kring Nora-Lindesberg. Resultatet för dag beräkningen återfinns i Figur 2 och natt beräkningen i Figur 3. Placeringen av verken är tagen från bullerberäkningen som Cloudberry redovisat i Figur 6, genomförd med windPRO. Vi uppskattar att infraljudsnivån vid 1 Hz kommer pendla mellan de framräknade värdena ± 15 dB, beroende på väder- och markförhållandena. Denna osäkerhet ligger i själva källstyrkan för vindkraftverken som också är ytterst väderberoende. **Vi listar infraljudsnivån (vid 1 Hz) för de närboende i Tabell 1. Nivån ligger högt över 95 dB (vid 1 Hz) för samtliga närboende. Detta är höga nivåer och jag bedömer det högst olämpligt (hälsovådligt) att placera denna vindkraftpark så nära Nora och Lindesberg med tanke på den forskning som finns, som tydligt påvisar en påverkan på blodtryck och hjärnan vid infraljudsnivåer kring 80-95 dB [9, 50, 10].** Viktigt att notera är att 95 dB infraljud kring 1 Hz motsvarar en total infraljudsnivå (1-20 Hz) på ca 103 dB.

När vi presenterar dB-kartorna i figurerna 2 och 3 presenterar vi domäner med vissa dB-nivåer, inklusive osäkerhet. Den röda domänen är till exempel ett område där infraljuds nivån är 95 dB ± 1,5 dB (därav inom intervallet 93.5-96.5 dB). Detta beror på osäkerheter i modellparametrarna, såsom markdämpning, atmosfärisk dämpning och interferensmönster. Jag anser att allt inom det röda området är 95 dB, och allt innanför den inre kanten av det röda området är högre än 95 dB. Allt utanför den yttre kanten av det röda området är mindre än 95 dB. För att uppnå ett mer konservativt mått bör man ligga på 1.5 dB till någon specifik punkt på kartorna. Samma sak gäller för bullerkartorna i dBA. Den största osäkerheten är dock själva källstyrkan, som kan variera med ± 15 dB.

Känslig punkt	Koordinater (Sweref 99 TM)	dB vid 1 Hz (Dag)	dB vid 1 Hz (Natt)	Osäkerhet (dB)
A	507557,6607649	103.37	104.95	±1.5
B	507588,6607842	103.27	104.87	±1.5
C	506287,6608401	109.04	109.87	±1.5
D	505996,6604026	103.37	104.60	±1.5
E	503194,6606016	102.31	103.18	±1.5
F	505409,6604105	102.81	104.29	±1.5
G	506962,6600533	101.20	103.31	±1.5
H	508295,6600617	100.16	101.93	±1.5
I	509426,6601432	101.03	102.91	±1.5
J	509843,6602007	99.41	100.85	±1.5
K	509747,6602831	100.98	102.68	±1.5
M	509356,6604561	101.28	102.49	±1.5

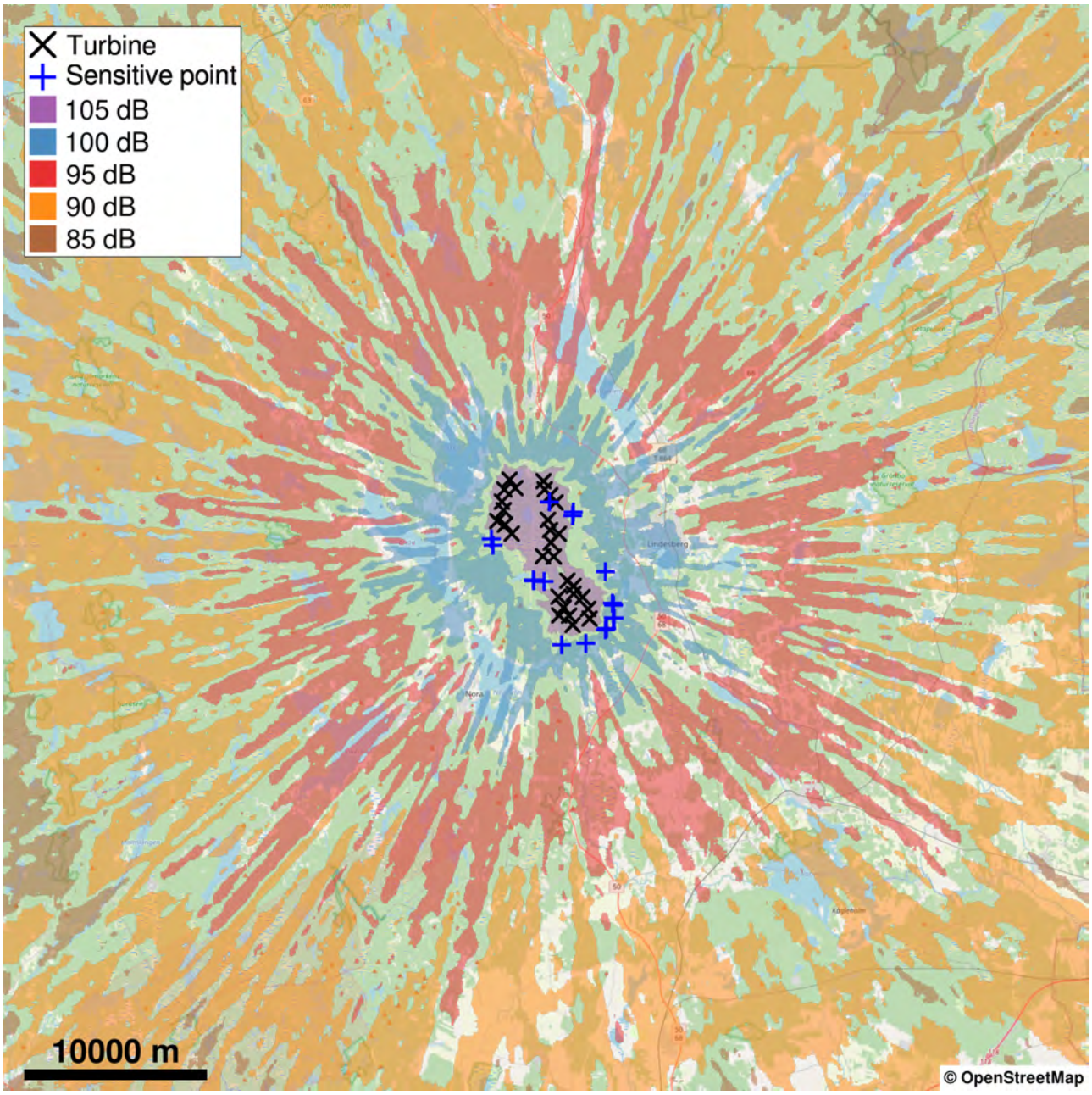
Tabell 1: Infraljudsnivåer (dB) vid 1 Hz för två olika atmosfärer: dag och natt, medvind 8 m/s (vid 10 m höjd) vid de känsliga punkterna (identiska med punkterna listade i ljudemissions beräkningen från Cloudberry återgiven i Figur 6) beräknade med SoundSim360. Källstyrkan är satt till 163 dB. Beräkningarna har en osäkerhet av ± 1.5 dB, som beror på atmosfärsförhållanden och markdämpning. Ljudemissions kartorna är listade i Figur 2 (dag) och Figur 3 (natt). Den potentiellt skadliga nivån 95 dB (vid 1 Hz) överskrids vid samtliga punkter.

Beräkningar av dBA nivåer vid Nora-Lindesberg

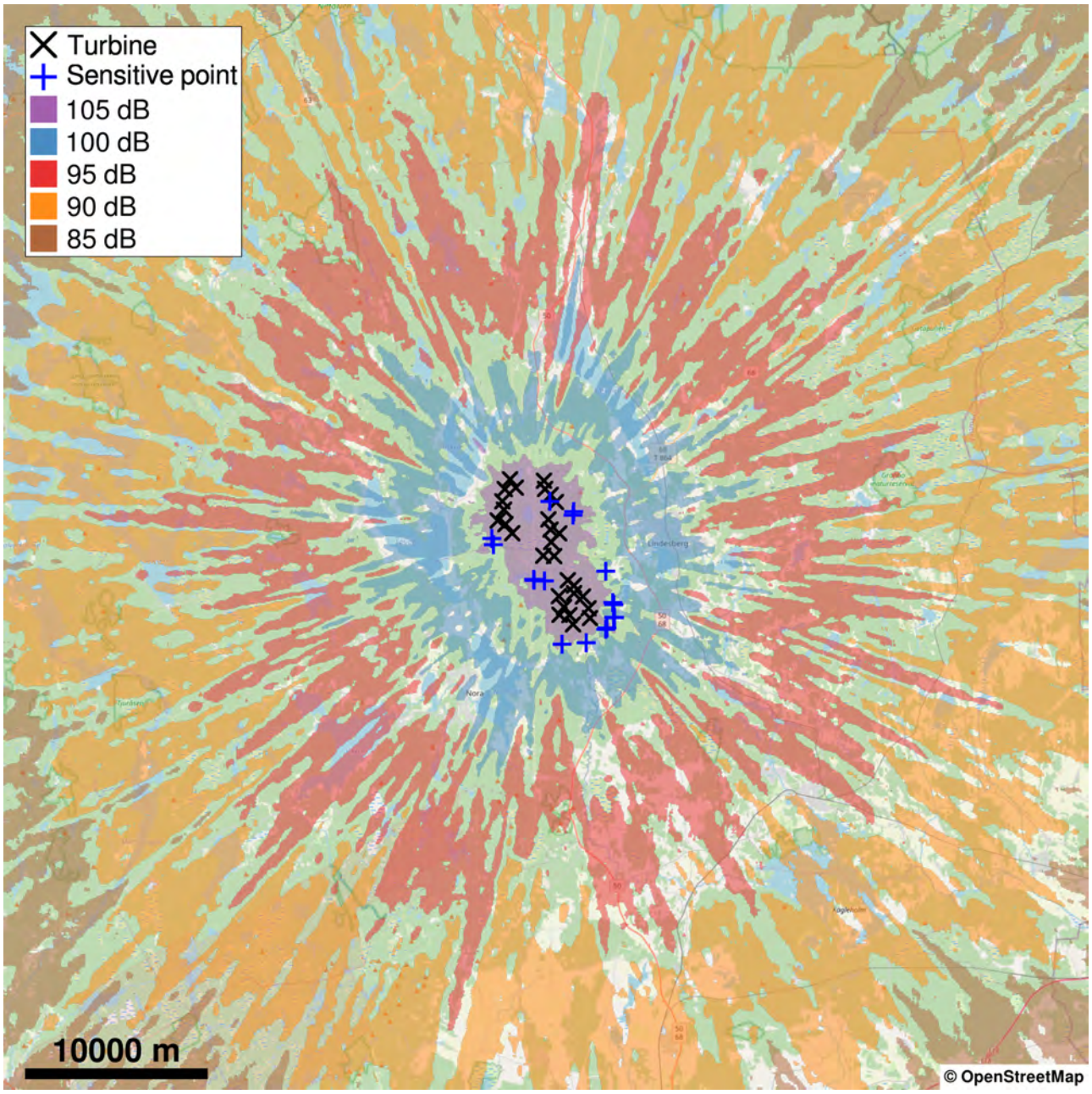
Vi beräknade även bullerspridningen kring Nora-Lindesberg i dBA. Vi utgår från placering enligt bullerberäkningen som Cloudberry utförde med windPRO. De planerade verken vid *Munkhyttan 2* och *Siggebohyttan* är av typen VESTAS V162-6.2 med navhöjden 129 meter (6.2 MW, listade med källstyrkan 104.8 dBA). De planerade verken vid *Älgfallet* förväntas vara av typen VESTAS V172-7.2 med en förväntad navhöjd på 199 meter (7.2 MW, listade med källstyrkan 107.8 dBA). Vi använder istället SoundSim360 för att beräkna bullerspridningen. I beräkningarna har vi använt en representativ atmosfär från 31 mars 2023 (nerladdad väderdata från THREDDS Data Server), och genomfört beräkningar för dagen (klockan 16.00) och för natten (klockan 04.00). Marktypen är satt som vanlig mark (Impedansklass E) enligt [2]. Atmosfärdämpningen är hämtad från [1]. Vi lägger på medvind 8 m/s åt alla håll enligt praxis. Resultatet för dag beräkningen återfinns i Figur 4 och natt beräkningen i Figur 5. Motsvarande resultat med windPRO finns återgivet i Figur 6. Enligt våra beräkningar bryter man här mot kravet på 40 dBA för alla listade bostäder kring vindkraftparkerna, vilket redovisas i Tabell 2. Beräkningarna med SoundSim360 ger ljudnivån vid en representativ dag. Det kan bli både högre och lägre värden, beroende på vädret för dagen. **Ljudnivån på natten är oftast högre än på dagen. Osäkerheten i bullerspridningen uppskattar vi till ± 1.5 dBA. Dock finns en större osäkerhet kring ljudeffekten, som kan variera med mer än 20 dBA. I synnerhet på kvällar kan det uppkomma amplitudmodulerat (AM) buller [17], som är ett extremt störande hörbart (swishande) buller som kan spridas mer än 10 km.** Vid uppkomsten av AM buller blir ljudnivån i dBA signifikant högre (det kan öka mer än 15 dBA jämfört med nivån i de redovisade bullerkartorna).

Känslig punkt	Koordinater (Sweref 99 TM)	dBA (Dag)	dBA (Natt)	Osäkerhet (dBA)
A	507557,6607649	41.07	43.20	±1.5
B	507588,6607842	40.98	42.93	±1.5
C	506287,6608401	49.22	49.88	±1.5
D	505996,6604026	43.69	45.36	±1.5
E	503194,6606016	38.93	41.03	±1.5
F	505409,6604105	41.84	43.81	±1.5
G	506962,6600533	42.15	44.11	±1.5
H	508295,6600617	40.08	42.22	±1.5
I	509426,6601432	43.17	45.06	±1.5
J	509843,6602007	38.44	41.14	±1.5
K	509747,6602831	39.18	41.57	±1.5
M	509356,6604561	39.87	42.15	±1.5

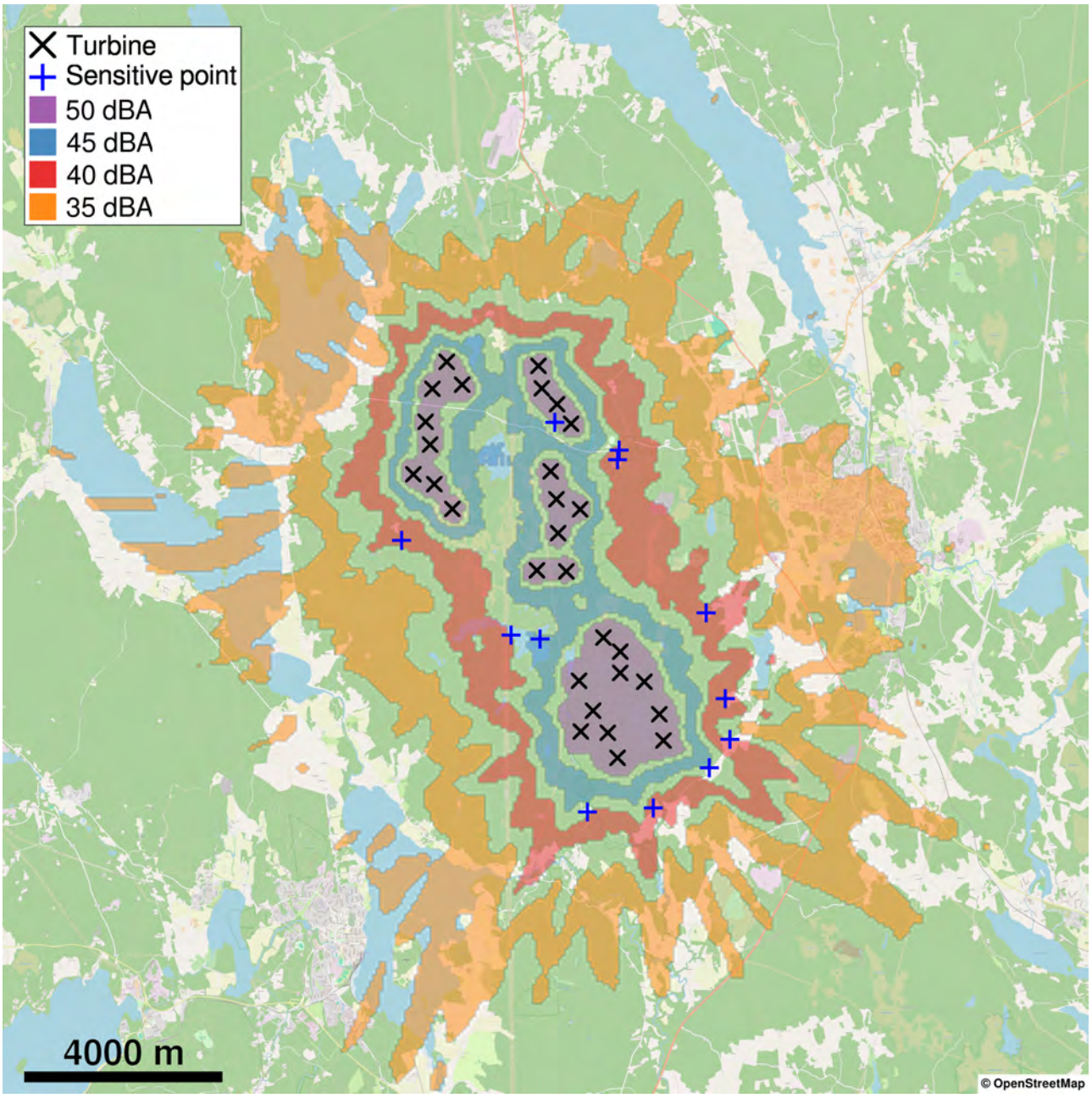
Tabell 2: Ljudnivåer (dBA) för två olika atmosfärer: dag och natt, medvind 8 m/s (vid 10 m höjd) vid de känsliga punkterna (identiska med punkterna listade i ljudemissions beräkningen från Cloudberry återgiven i Figur 6) beräknade med SoundSim360. Beräkningarna har en osäkerhet av ± 1.5 dBA, som beror på atmosfärsförhållanden och markdämpning. Ljudemissions kartorna är listade i Figur 4 (dag) och Figur 5 (natt). Den tillåtna gränsen 40 dBA överskrids vid samtliga punkter.



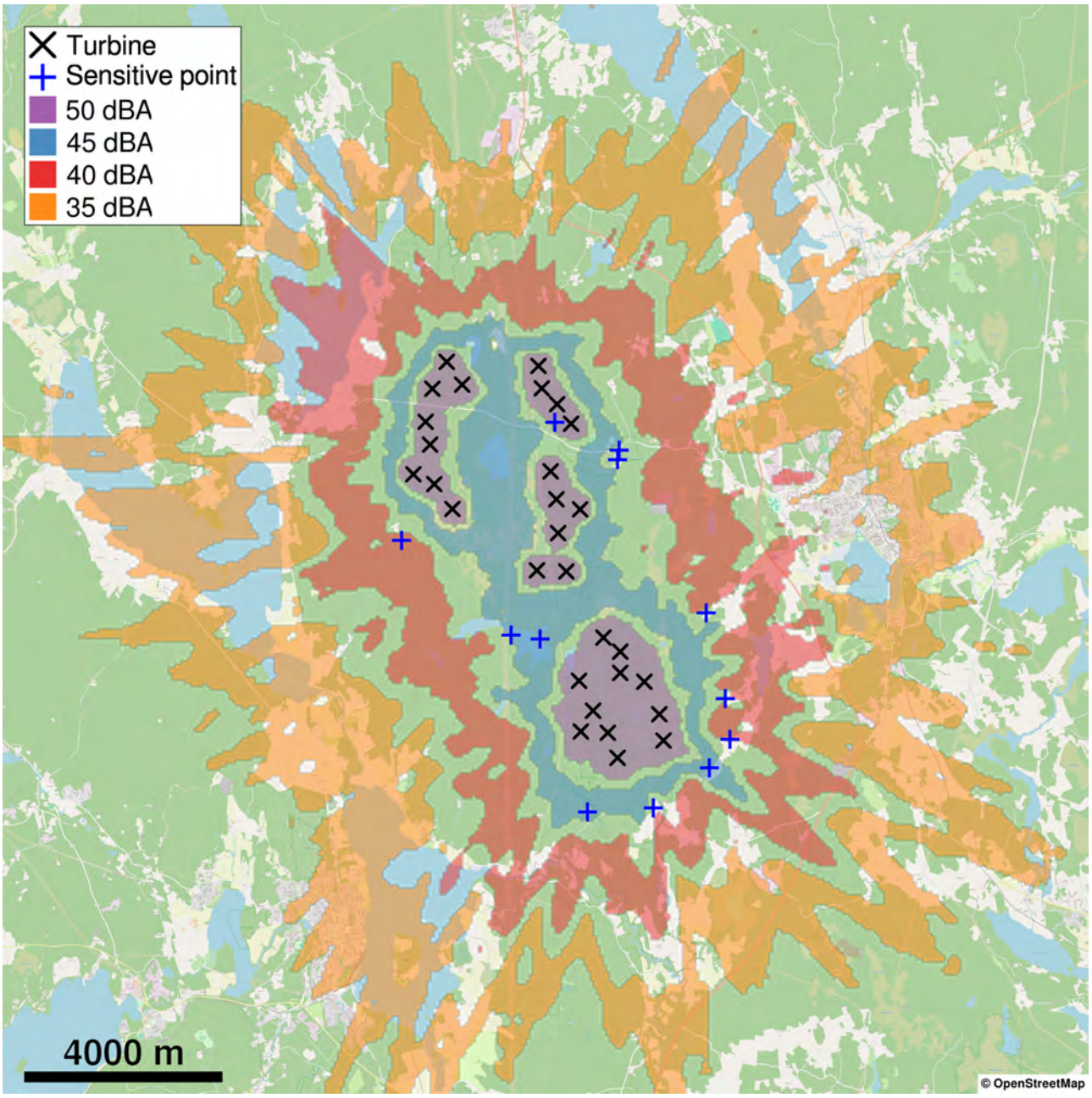
Figur 2: Beräkning av infraljud (1 Hz) med SoundSim360 kring Nora-Lindesberg, en typisk dag. Området med rött visar 95 dB med ± 1.5 dB osäkerhet. Allt inom den inre kanten av rött är högre än 95 dB vid 1 Hz.



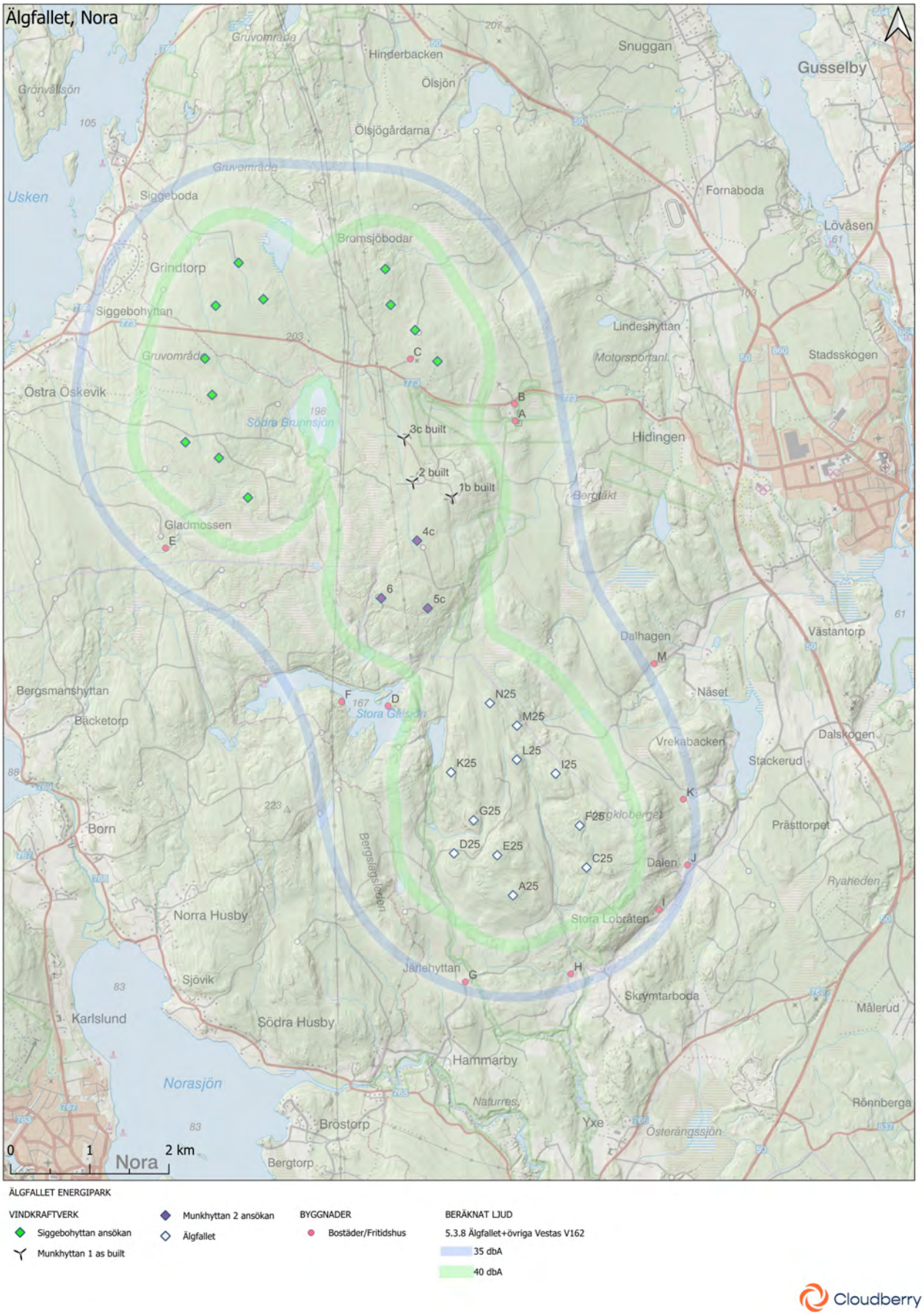
Figur 3: Beräkning av infraljud (1 Hz) med SoundSim360 kring Nora-Lindesberg, en typisk natt. Området med rött visar 95 dB med ± 1.5 dB osäkerhet. Allt inom den inre kanten av rött är högre än 95 dB vid 1 Hz.



Figur 4: Beräkning av buller (dBA) med SoundSim360 kring Nora-Lindesberg, en typisk dag. Området med rött visar 40 dBA med ± 1.5 dB osäkerhet. Allt inom den inre kanten av rött är högre än 40 dBA.



Figur 5: Beräkning av buller (dBA) med SoundSim360 kring Nora-Lindesberg, en typisk natt. Området med rött visar 40 dBA med ± 1.5 dB osäkerhet. Allt inom den inre kanten av rött är högre än 40 dBA.



Figur 6: Beräkning av bullernivån (dBA) med windPRO genomfört av Cloudberry

Sammanfattning och slutsatser

Våra beräkningar med SoundSim360 visar att infraljudsnivåerna för personer bosatta innanför innerkanten av de rödmarkerade områdena i Figurerna 2 och 3 överstiger 95 dB vid 1 Hz. Om samtliga tersband mellan 1-20 Hz inkluderas motsvarar detta en sammanlagd nivå på cirka 103 dB infraljud. Vi bedömer att detta med hög sannolikhet kan vara skadligt för upp till 30 % av befolkningen i dessa områden.

Vidare visar våra beräkningar att gränsvärdet på 40 dBA för närboende överskrids i de planerade vindparksområdena (se Figurerna 4 och 5). Detta står i direkt kontrast till de beräkningar som företaget Cloudberry redovisat med hjälp av windPRO och den starkt förenklade modell som rekommenderas av Naturvårdsverket. En jämförelse mellan Figur 5 och Figur 6 illustrerar denna skillnad tydligt.

De presenterade bullerkartorna i dBA bygger uteslutande på ljudeffektsdata från tillverkaren (i detta fall Vestas). Våra analyser visar att dessa data är opålitliga och riskerar att kraftigt underskatta bullernivåerna i verkligheten. Av särskild oro är förekomsten av amplitudmodulerat (AM) buller [17], som är särskilt framträdande under natten och de tidiga morgontimmarna. Detta hörbara, pulserande ”susande” ljud är välkänt för att vara mycket störande och kan sprida sig över avstånd som överstiger 10 km. När AM-buller uppstår kan det höja den upplevda dBA-nivån med mer än 15 dBA i förhållande till de nivåer som redovisas i standardiserade bullerkartor.

Långtidsmätningar från tidigare studier [37, 16] har visat att bullernivåerna kan variera med upp till 20 dBA på ett avstånd av cirka 1 km från närmaste turbin. Dessa variationer orsakas främst av förändringar i väder- och markförhållanden, vilka inte beaktas i den förenklade modell som används i Cloudberrys beräkningar. Detta innebär att de verkliga bullernivåerna sannolikt rejält underskattas i tillverkarens och exploatörens presentationer.

Med hänsyn till de identifierade riskerna är det vår bedömning att tillstånd för de aktuella vindparkerna inte bör beviljas utan omfattande kompletterande analyser. Dessa bör inkludera högupplösta numeriska beräkningar samt långvariga, oberoende fältmätningar under varierande atmosfäriska och geologiska förhållanden. Här ingår även att undersöka infraljudets hälsopåverkan enligt min rekommendation. Endast genom en sådan metodik kan en rättvisande och vetenskapligt grundad bedömning av påverkan på människors hälsa säkerställas.

Vi föreslår att infraljudets hälsoeffekter omgående undersöks genom en kontrollerad exponeringsstudie på ett representativt statistiskt urval av befolkningen (ca 1000 personer). Deltagarna bör exponeras för minst 95 dB vid valda frekvenser i infraljudsområdet under några timmar, helst med pulserande signaler för att efterlikna verkliga förhållanden. Urvalet bör inkludera personer med dokumenterad migränkänslighet. Studien bör utformas i nära samarbete med experter inom otoneurologi. Innan en sådan studie genomförts är vår starka rekommendation att pausa utbyggnaden av vindkraftparker, eftersom de nuvarande kunskapsluckorna utgör en betydande risk för folkhälsan.

Referenser

[1] ISO9613 1996b. Acoustics-attenuation of sound during propagation outdoors, 1996.

[2] Nina Aguilera, Henrik Naglitsch, and Katrin Olofsson. Beräkningsmanual Nord2000 : för bullerberäkningar i väg-och järnvägsplaner. Technical Report 2024:033, Efterklang, 2024.

[3] Martin Almquist and Eric M. Dunham. Non-stiff boundary and interface penalties for narrow-stencil finite difference approximations of the laplacian on curvilinear multiblock grids. *Journal of Computational Physics*, 408:109294, 2020.

[4] Martin Almquist, Ilkka Karasalo, and Ken Mattsson. Atmospheric sound propagation over large-scale irregular terrain. *Journal of Scientific Computing*, 61(2):369–397, 2014.

[5] Stephen E. Ambrose, Robert W. Rand, and Carmen M. E. Krogh. Wind turbine acoustic investigation: Infrasound and low-frequency noise – a case study. *Bulletin of Science, Technology & Society*, 32(2):128–141, 2012.

[6] Walker B, Hessler G, Hessler D, Rand R, and Schomer P. *A Cooperative Measurement Survey and Analysis of Low Frequency and Infrasound at the Shirley Wind Farm in Brown County, Wisconsin.* Report number 122412-1, 2012.

[7] K. Bolin, G. Bluhm, G. Eriksson, and M. E. Nilsson. Infrasound and low frequency noise from wind turbines: exposure and health effects. *Environmental Research Letters*, 6(3):035103, 2011.

[8] Richard A Carman. Measurement procedure for wind turbine infrasound. In *INTER-NOISE and NOISE-CON Congress and Conference Proceedings*, volume 250, pages 6143–6153. Institute of Noise Control Engineering, 2015.

[9] Åke Danielsson and Ulf Landström. Blood pressure changes in man during infrasonic exposure. *Acta Medica Scandinavica*, 217(5):531–535, 1985.

[10] Caroline Garcia Forlim, Leonie Ascone, Christian Koch, and Simone Kühn. Resting state network changes induced by experimental inaudible infrasound exposure and associations with self-reported noise sensitivity and annoyance. *Scientific Reports*, 14(1):24555, 2024.

[11] Theodore V. Gortsas, Theodoros Triantafyllidis, Stylianos Chrisopoulos, and Demosthenes Polyzos. Numerical modelling of micro-seismic and infrasound noise radiated by a wind turbine. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, 99:108–123, 2017.

[12] ISO9613-2:2024. Acoustics - attenuation of sound during propagation outdoors - part 2: General method of calculation, 2024.

[13] N D Kelley, H E McKenna, R R Hemphill, C L Etter, R L Garrelts, and N C Linn. Acoustic noise associated with the mod-1 wind turbine: its source, impact, and control. Technical report, Solar Energy Research Inst. (SERI), Golden, CO (United States), 02 1985.

[14] N. D. Kelley, H. E. McKenna, E. W. Jacobs, R. R. Hemphill, and N. J. Birkenheuer. The MOD-2 wind turbine: Aeroacoustical noise sources, emissions, and potential impact, January 1988.

[15] Neil Kelley. Wind-turbine noise research at seri. *Journal of Low Frequency Noise, Vibration and Active Control*, 1(2):88–89, 2025/02/12 1982.

[16] Thomas Lagö and Bertil Persson. Wind turbine measurements in sweden. In *INTER-NOISE and NOISE-CON Congress and Conference Proceedings*, volume 259, pages 8151–8164. Institute of Noise Control Engineering, 2019.

[17] Conny Larsson. Ljud från vindkraftverk, modell-validering-mätning : Slutrapport Energimyndighetens projekt 32437-1. Technical report, Uppsala University, LUVAL, 2014.

[18] Francesca Lionetti, Arthur Aron, Elaine N. Aron, G. Leonard Burns, Jadzia Jagiellowicz, and Michael Pluess. Dandelions, tulips and orchids: evidence for the existence of low-sensitive, medium-sensitive and high-sensitive individuals. *Translational Psychiatry*, 8(1):24, 2018.

[19] L. Liszka. *Infrasound: A Summary of 35 Years of Infrasound Research*. IRF scientific report. Swedish Institute of Space Physics, 2008.

[20] Lukas Lundgren and Ken Mattsson. An efficient finite difference method for the shallow water equations. *Journal of Computational Physics*, 422:109784, 2020.

[21] Panu P. Maijala, Ilmari Kurki, Lari Vainio, Satu Pakarinen, Crista Kuuramo, Kristian Lukander, Jussi Virkkala, Kaisa Tiippana, Emma A. Stickler, and Markku Sainio. Annoyance, perception, and physiological effects of wind turbine infrasound. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 149(4):2238–2248, 04 2021.

[22] Nathaniel S. Marshall, Garry Cho, Brett G. Toelle, Renzo Tonin, Delwyn J. Bartlett, Angela L. D Rozario, Carla A. Evans, Christine T. Cowie, Oliver Janev, Christopher R. Whitfeld, Nick Glozier, Bruce E. Walker, Roo Killick, Miriam S. Welgampola, Craig L. Phillips, Guy B. Marks, and Ronald R. Grunstein. The health effects of 72 hours of simulated wind turbine infrasound: A double-blind randomized crossover study in noise-sensitive, healthy adults. *Environmental Health Perspectives*, 131(3):037012, 2023.

[23] K. Mattsson, M. Almquist, and M. H. Carpenter. Optimal diagonal-norm SBP operators. *J. Comput. Phys.*, 264:91–111, 2014.

[24] K. Mattsson and M. H. Carpenter. Stable and accurate interpolation operators for high-order multi-block finite-difference methods. *SIAM J. Sci Comput.*, 32(4):2298–2320, 2010.

[25] K. Mattsson, F. Ham, and G. Iaccarino. Stable and accurate wave propagation in discontinuous media. *J. Comput. Phys.*, 227:8753–8767, 2008.

[26] K. Mattsson, F. Ham, and G. Iaccarino. Stable boundary treatment for the wave equation on second-order form. *Journal of Scientific Computing*, 41:366–383, 2009.

[27] K. Mattsson and J. Nordström. High order finite difference methods for wave propagation in discontinuous media. *J. Comput. Phys.*, 220:249–269, 2006.

[28] K. Mattsson, M. Svärd, M.H. Carpenter, and J. Nordström. High-order accurate computations for unsteady aerodynamics. *Computers & Fluids*, 36:636–649, 2006.

[29] K. Mattsson, M. Svärd, and M. Shoeybi. Stable and accurate schemes for the compressible navier-stokes equations. *J. Comput. Phys.*, 227(4):2293–2316, 2008.

[30] Ken Mattsson. Summation by parts operators for finite difference approximations of second-derivatives with variable coefficients. *Journal of Scientific Computing*, 51:650–682, 2012.

[31] Ken Mattsson. Diagonal-norm upwind SBP operators. *Journal of Computational Physics*, 335:283 – 310, 2017.

[32] Ken Mattsson, Martin Almquist, and Edwin van der Weide. Boundary optimized diagonal-norm SBP operators. *Journal of Computational Physics*, 2018.

[33] Ken Mattsson and Ylva Ljungberg Rydin. Implicit summation by parts operators for finite difference approximations of first and second derivatives. *Journal of Computational Physics*, 473:111743, 2023.

[34] Ken Mattsson and Pelle Olsson. An improved projection method. *Journal of Computational Physics*, 372:349 – 372, 2018.

[35] Henrik Möller and Christian Sejer Pedersen. Low-frequency noise from large wind turbines. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 129(6):3727–3744, 2011.

[36] Phuc D. Nguyen, Kristy L. Hansen, Bastien Lechat, Colin Hansen, Peter Catcheside, and Branko Zajamsek. Audibility of wind farm infrasound and amplitude modulated tonal noise at long-range locations. *Applied Acoustics*, 201:109106, 2022.

[37] Olof Öhlund and Conny Larsson. Meteorological effects on wind turbine sound propagation. *Applied Acoustics*, 89:34–41, 2015.

[38] Pelle Olsson, Gustav Eriksson, and Ken Mattsson. Projection based summation-by-parts methods, embeddings and the pseudoinverse. *Journal of Computational Physics*, 524:113689, 2025.

[39] M. Pluess, E. Assary, F. Lionetti, K. J. Lester, E. Krapohl, E. N. Aron, and A. Aron. Environmental sensitivity in children: Development of the highly sensitive child scale and identification of sensitivity groups. *Translational Psychiatry*, 54(1):51–70, 2018.

[40] Ylva Rydin, Ken Mattsson, and Jonatan Werpers. High-fidelity sound propagation in a varying 3D atmosphere. *Journal of Scientific Computing*, 77(2):1278–1302, 2018.

[41] Alec N. Salt and Timothy E. Hullar. Responses of the ear to low frequency sounds, infrasound and wind turbines. *Hearing Research*, 268(1):12–21, 2010.

[42] Alec N. Salt and James A. Kaltenbach. Infrasound from wind turbines could affect humans. *Bulletin of Science, Technology & Society*, 31(4):296–302, 2011.

[43] Alec N Salt and Jeffery T Lichtenhan. How does wind turbine noise affect people. *Acoustics Today*, 10(1):20–28, 2014.

[44] Bo Søndergaard. Low frequency noise from wind turbines: Do the danish regulations have any impact? an analysis of noise measurements. *International Journal of Aeroacoustics*, 14(5-6):909–915, 2015.

[45] Vidar Stiernström, Martin Almquist, and Ken Mattsson. Boundary-optimized summation-by-parts operators for finite difference approximations of second derivatives with variable coefficients. *Journal of Computational Physics*, 491:112376, 2023.

[46] Vidar Stiernström, Lukas Lundgren, Murtazo Nazarov, and Ken Mattsson. A residual-based artificial viscosity finite difference method for scalar conservation laws. *Journal of Computational Physics*, 430:110100, 2021.

[47] Anne Tolvanen, Henri Routavaara, Mika Jokikokko, and Parvez Rana. How far are birds, bats, and terrestrial mammals displaced from onshore wind power development? – a systematic review. *Biological Conservation*, 288:110382, 2023.

[48] Antoine Turquet, Quentin Brissaud, Celso Alvizuri, Sven Peter Näsholm, Alexis Le Pichon, and Johan Kero. Retrieving seismic source characteristics using seismic and infrasound data: The 2020 ml 4.1 kiruna minequake, sweden. *Geophysical Research Letters*, 51(12):e2024GL109276, 2024. e2024GL109276 2024GL109276.

[49] Kerstin Persson Waye, Michael Smith, and Mikael Ögren. Hälsopåverkan av lågfrekvent buller inomhus. Technical Report 3, Sahlgrenska Akademin Medicinska Institutionen, 2017.

[50] Markus Weichenberger, Martin Bauer, Robert Kühler, Johannes Hensel, Caroline Garcia Forlim, Albrecht Ihlenfeld, Bernd Ittermann, Jürgen Gallinat, Christian Koch, and Simone Kühn. Altered cortical and subcortical connectivity due to infrasound administered near the hearing threshold - evidence from fmri. *PLOS ONE*, 12(4):1–19, 04 2017.

Bilaga 5

Till: Svea hovrätt,
Mark- och miljööverdomstolen

Skickas som e-post till:
svea.avdelning6@dom.se

Den 8 december 2023

Komplettering Text överklagan av Vision Jungfrukusten till Svea hovrätt i mål M 12177-23.

Klagande: Vision Jungfrukusten Ideell Förening (802530-6005) **(”VJ”)**.
c/o Bengt Nises, Hamnskär 2, 805 96 Gävle
E-post: info@visionjungfrukusten.se
Tfn: +46 706 425 221

Motpart: Storgrundet Offshore AB (556709-7554) (**”STOAB”**).

Överklagad dom: Dom i mål M 1569-21 meddelad av Mark- och miljödomstolen i Östersund den 14 september 2023 **(”domen”).**

Saken: Tillstånd enligt 9 och 11 kap. miljöbalken för anläggande och drift av vindkraftpark på Storgrundet inom allmänt vattenområde, Gävle och Söderhamns kommuner.

VJ vill härmed komplettera tidigare ingiven utveckling av överklagande av domen, enligt nedan:

1. Yrkanden till Svea hovrätt, Mark- och miljööverdomstolen

1.1. VJ yrkar att Mark- och miljööverdomstolen ska meddela prövningstillstånd.

1.2. VJ yrkar i **första hand** att Mark- och miljööverdomstolen, med ändring av mark- och miljödomstolens dom, ska avvisa ansökan.

1.3. VJ yrkar i **andra hand** att Mark- och miljööverdomstolen ska undanröja mark- och miljödomstolens dom och återförvisa målet till underinstansen för förnyad prövning.

1.4. För det fall Mark- och miljööverdomstolen anser att prövningsunderlaget kan läggas till grund för prövning yrkar VJ i **tredje hand** att Mark- och miljööverdomstolen, med ändring av Mark- och miljödomstolens dom, ska avslå ansökan eftersom prövningsunderlaget har sådana materiella brister att det inte kan utgöra grund för ett ställningstagande till den ansökta verksamheten.

1.5. För det fall domstolen anser att prövningsunderlaget kan läggas till grund för prövning yrkar VJ i **fjärde hand** att Mark- och miljööverdomstolen, med ändring av mark- och miljödomstolens dom, ska avslå ansökan eftersom verksamheten inte är tillåtlig.

1.6. För det fall Mark- och miljööverdomstolen anser att tillstånd till den ansökta verksamheten ska meddelas yrkar VJ i **femte hand** att Mark- och miljööverdomstolen, med ändring av mark- och miljödomstolens dom, föreskriver villkor på sätt som Vision Jungfrukusten har utvecklat nedan.

1.7. VJ yrka ersättning för sina rättegångskostnader i målet med ett belopp som senare kommer att anges.

2. Klagorätt

2.1. VJ har klagorätt enligt 16 kap. 13 § miljöbalken.

2.2. VJ är en ideell förening med huvudsakligt ändamål att tillvarata naturskydds- och miljöskyddsintressen. VJ verkar för att naturvärden långsiktigt ska bevaras och utvecklas och att Jungfrukustens möjligheter för rekreation och naturupplevelser bevaras och utvecklas. VJ verkar också för att kusten ska göras tillgänglig för allmänhet och turism utan att naturvärden störs.

2.3. VJ har bedrivit verksamhet sedan den 26 augusti 2018 och har i dagsläget över 850 medlemmar.

2.4. Sammantaget innebär vad som ovan anförts att det föreligger klagorätt. VJ förbehåller sig rätten att utveckla detta ytterligare vid behov.

3. Skäl och motiv till yrkanden.

3.1 Skäl för Mark- och miljööverdomstolen att meddela prövningstillstånd.

VJ anser att det är av vikt för ledning av rättstillämpningen att överklagandet prövas av högre rätt. Bedömningen av hur man bör beakta betydelsen av olika intressen måste bedömas och klargöras av Svea hovrätt. Överklagandet är även av stor betydelse för den praxis som ska gälla för etablering av stora kustnära vindparker inom territorialvatten.

VJ yrkar att domen prövas av högre rätt. VJ har under punkterna 4.1-4.11 nedan utvecklat argument, bevis, synpunkter och yrkanden i målet som kan sammanfattas enligt nedan:

1. I domen tillämpas enligt VJ box-modellen och delegationsrätten i miljöbalken på ett felaktigt sätt. VJ har under punkt 4.1.1 utvecklat bedömningen att lokalisering enligt box-modellen och att delegera till Länsstyrelsen Gävleborgs län(**”Länsstyrelsen”)** möjligheten att godkänna lokalisering av vindkraftverk, transformatorstation och elkablar inom ett kustnära område på totalt 88 kvadratkilometer är felaktigt. Därutöver har under punkt 4.1.2 lyfts fram flera oklarheter i domen.

2. I domen har en bristfällig bedömning gjorts av ekonomisk hållbarhet för projektet. Med hänvisning till punkt 4.2 nedan anser VJ att ekonomisk hållbarhet är ett nödvändigt kriterium för bedömning av övergripande hållbarheten i en miljöfarlig verksamhet och vattenverksamhet. Frågan om ekonomisk hållbarhet vid etablering av vindparker har särskilt aktualiserats idag på grund ekonomiska problem inom vindkraftsindustrin. Det är brådskande att svensk praxis anpassas för att inkludera ekonomiska hållbarhetskrav vid tillståndsprövning av havsbaserad vindkraft.

3. Domen är baserad på en bristfällig helhetsanalys och analys av alternativ lokalisering av den tilltänkta verksamheten. Av redovisningen under punkt 4.3 och 4.11 framgår att vindpark Storgrundet med installerad effekt av 1 GW på ett område av 88 kvadratkilometer har större påverkan på den kustnära miljön än vad domen ger uttryck för.

4. I Domen är beslutad ekonomisk säkerhet för avveckling av vindparken baserad helt på de uppgifter som den sökande inlämnat. I materialet under punkterna 4.2 och 4.4 nedan har bevis redovisats från andra likvärdiga vindkraftsprojekt att domen inte tar hänsyn till den kunskap som finns tillgängligt idag. Det är brådskande att svensk praxis anpassas till att inkludera all kunskap som finns tillgänglig vid fastställande av ekonomisk säkerhet för havsbaserade vindparker.

5. I domen fastslås att ersättning för oförutsedda skador begränsas till 10 år när verksamheten är tänkt bedrivas i 45 år. I materialet under punkt 4.5 framförs argument för att ersättning för oförutsedda skador ska utgå så länge som verksamheten bedrivs.

6. Domen fastslår gränsvärden för buller som är baserade på en delvis hemligstämplad rapport från General Electric (GE) och är baserad för vindkraftsturbiner som är fortfarande på ritbordet. Bevis har framförts under punkt 4.6.

7. I domen fastslås att ingen fastighetsägare och arrendator är särskilt berörd. Bevis

under punkt 4.7 nedan visar att alla fastighetsägare och arrendatorer boende upp till 15 km från vindpark Storgrundet är särskilt berörda och skulle därför kallats till samråd för särskilt berörda. Arrendatorerna boende på naturreservat Storjungfrun är särskilt drabbade av vindpark Storgrundet.

8. Domen fastslår att prövning av ersättning för förmögenhetsskada inte ska vara en del av tillståndsprövning för miljöfarlig verksamhet enligt 9 kap eller vattenverksamhet enligt 11 kap i miljöbalken. I materialet under punkt 4.8 nedan framförs argument för att prövning av förmögenhetsskada ska var en del av tillståndsprövningen.

9. Domen fastslår att ingen ersättning för förmögenhetsskada ska tilldömas särskilt berörda av vindpark Storgrundet. Argument under punkt 4.8 redovisar synpunkter varför ersättning ska betalas ut för förmögenhetsskada.

10. I domen tas ingen hänsyn till en pågående kommunal omprövning av den kommunala tillstyrkan enligt 16 kap 4 § miljöbalken. I materialet under punkt 4.9 lämnas bevis för det beslutade folkomröstningen i Söderhamns kommun och för sannolik omprövning av den tillstyrkan till vindpark Storgrundet som gjordes tidigare.

11. I domen har problemen med sjösäkerhet behandlats bristfälligt. Argumentation framförs under punkt 4.10 nedan.

3.2 **Skäl för Mark- och miljööverdomstolen att i första hand avvisa ansökan**.

VJ yrkar i **första hand** att Mark- och miljööverdomstolen, med ändring av Mark- och miljödomstolens dom, ska avvisa ansökan av följande skäl som är utvecklade under punkterna 4.1-4.11 nedan:

1. VJ har under punkt 4.1 utvecklat bedömningen att lokalisering enligt box-modellen och att delegera till Länsstyrelsen möjligheten att godkänna lokalisering av varje vindkraftverk, transformatorstation och elkablar inom ett kustnära område på totalt 88 kvadratkilometer är felaktigt.

2. Den sökande har gjort bristfällig redovisning av ekonomisk hållbarhet för projektet. Med hänvisning till punkt 4.2 nedan anser VJ att ekonomisk hållbarhet är ett nödvändigt kriterium för bedömning av den övergripande hållbarheten i en miljöfarlig verksamhet och vattenverksamhet.

3. Den sökande har gjort en bristfällig helhetsanalys och analys av alternativ lokalisering av den tilltänkta verksamheten. Av punkt 4.3 och 4.11 nedan framgår att den föreslagna vindparken med installerad effekt av 1 GW på ett område av 88 kvadratkilometer har en större påverkan på den kustnära miljön än vad domen ger uttryck för.

4. Den sökande har lämnat bristfälliga underlag för ekonomisk säkerhet för avveckling av vindparken. I materialet under punkterna 4.2 och 4.4 nedan har bevis redovisats från andra likvärdiga vindkraftsprojekt att underlaget till domstolen är bristfällig och tar inte hänsyn till den kunskap som finns tillgängligt idag.

5. Den sökande redovisar ljud/buller beräkning som är baserade på en delvis

hemligstämplad rapport från General Electric (GE) och är baserad för vindkraftsturbiner som är fortfarande på ritbordet. Bevis har framförts under punkt 4.6.

6. Den sökande anser att ingen fastighetsägare och arrendator är särskilt berörd. Bevis under punkt 4.7 nedan visar att alla fastighetsägare och arrendatorer boende upp till 15 km från vindpark Storgrundet är särskilt berörda och skulle därför kallats till samråd för särskilt berörda. Arrendatorerna boende på naturreservat Storjungfrun är särskilt drabbade av vindpark Storgrundet.

7. Den sökande har inte redovisat underlag som finns tillgängligt angående minskade fastighetsvärden vid installation av vindparker.

8. Hänsyn behöver tas till en pågående kommunal omprövning av den kommunala tillstyrkan enligt 16 kap 4 § miljöbalken. I materialet under punkt 4.9 lämnas bevis för det beslutade folkomröstningen i Söderhamns kommun och för trolig omprövning av den tillstyrkan till vindpark Storgrundet som gjordes tidigare.

9. VJ anser att den sökande har redovisat problemen med sjösäkerhet bristfälligt. Argumentation framförs under punkt 4.10 nedan.

3.3 Skäl för Mark- och miljööverdomstolen att i andra hand återförvisa målet till underinstansen för förnyad prövning.

VJ yrkar i **andra hand** att Mark- och miljööverdomstolen ska undanröja Mark- och miljödomstolens dom och återförvisa målet till underinstansen för förnyad prövning av följande skäl som är utvecklade vidare under punkterna 4.1-4.11 nedan:

1. Underlag för att avgöra lokalisering av de 51 vindkraftverken, transformatorstation och elkablar inom vindparken är bristfällig. Som framgår av punkt 4.1 nedan behöver underlaget till domstolen kompletteras.

2. Med hänvisning till punkt 4.2 nedan anser VJ att ekonomisk hållbarhet är ett nödvändigt kriterium för bedömning av övergripande hållbarheten i en miljöfarlig verksamhet. Den sökande behöver redovisa till domstolen en analys där det framgår nivån på ekonomisk hållbarhet för projektet.

3. Den sökande har gjort en bristfällig helhetsanalys och analys av alternativ lokalisering av den tilltänkta verksamheten. Prövningsunderlaget till domstolen behöver kompletteras såsom utvecklat under punkt 4.3 och 4.11 nedan.

4. Den sökande behöver komplettera sitt underlag för ekonomisk säkerhet för avveckling av vindparken. Under punkterna 4.2 och 4.4 nedan har bevis redovisats från andra likvärdiga vindkraftsprojekt att underlag till domstolen ska baseras på den kunskap som finns tillgängligt idag.

5. Den sökande redovisar ljud/buller beräkning som är baserade på en delvis hemligstämplad rapport från General Electric (GE) och är baserad för vindkraftsturbiner som är fortfarande på ritbordet. Ljud/ buller beräkningar till domstolen behöver kompletteras.

6. Den sökande anser att ingen fastighetsägare och arrendator är särskilt berörd. Bevis under punkt 4.7 nedan visar att alla fastighetsägare och arrendatorer boende upp till 15 km från vindpark Storgrundet är särskilt berörda och behöver därför kallas till samråd för särskilt berörda.

7. Den sökande behöver ta fram och redovisa material som finns tillgängligt angående minskade fastighetsvärden vid installation av vindparker.

8. Hänsyn behöver tas till en pågående kommunal omprövning av den kommunala tillstyrkan enligt 16 kap 4 § miljöbalken. I materialet under punkt 4.9 lämnas bevis för det beslutade folkomröstningen i Söderhamns kommun och för trolig omprövning av den tillstyrkan till vindpark Storgrundet som gjordes tidigare.

9. VJ anser att den sökande har redovisat problemen med sjösäkerhet bristfälligt. Argumentation framförs under punkt 4.10 nedan. Underlaget domstolen behöver kompletteras.

3.4 Skäl för Mark- och miljööverdomstolen att i <u>tredje hand</u> avslå ansökan eftersom prövningsunderlaget har sådana materiella brister att det inte kan utgöra grund för ett ställningstagande till den ansökta verksamheten.

VJ yrkar i **<u>tredje hand</u>** att Mark- och miljööverdomstolen avslår ansökan eftersom prövningsunderlaget har följande materiella brister så att ett ställningstagande till den ansökta verksamheten inte är möjligt (har utvecklats vidare under punkterna 4.1-4.11 nedan):

1. VJ har under punkt 4.1 redovisat att prövningsunderlaget är bristfällig för en lokalisering av vindkraftverk, transformatorstation och elkablar inom vindparken.

2. Den sökande har gjort bristfällig redovisning av ekonomisk hållbarhet för projektet. Med hänvisning till punkt 4.2 nedan anser VJ att ekonomisk hållbarhet är ett nödvändigt kriterium för bedömning av övergripande hållbarheten i en miljöfarlig verksamhet och vattenverksamhet.

3. Den sökande har gjort en bristfällig helhetsanalys och analys av alternativ lokalisering av den tilltänkta verksamheten. Argumenten har utvecklats vidare under punkt 4.3 och 4.11 nedan.

4. Den sökande har lämnat bristfälliga underlag för ekonomisk säkerhet för avveckling av vindparken. I materialet under punkterna 4.2 och 4.4 nedan har bevis redovisats från andra likvärdiga vindkraftsprojekt att underlaget till domstolen är bristfällig och tar inte hänsyn till den kunskap som finns tillgängligt idag.

5. Den sökande redovisar ljud/buller beräkning som är baserade på en delvis hemligstämplad rapport från General Electric (GE) och är baserad för vindkraftsturbiner som är fortfarande på ritbordet. Bevis har framförts under punkt 4.6.

6. Den sökande anser att ingen fastighetsägare och arrendator är särskilt berörd. Bevis

under punkt 4.7 nedan visar att alla fastighetsägare och arrendatorer boende upp till 15 km från vindpark Storgrundet är särskilt berörda och skulle därför kallats till samråd för särskilt berörda.

7. Den sökande har inte redovisat i den kunskap som finns tillgängligt angående minskade fastighetsvärden vid installation av vindparker.

8. Hänsyn behöver tas till en pågående kommunal omprövning av den kommunala tillstyrkan enligt 16 kap 4 § miljöbalken. I materialet under punkt 4.9 lämnas bevis för det beslutade folkomröstningen i Söderhamns kommun och för trolig omprövning av den tillstyrkan till vindpark Storgrundet som gjordes tidigare.

9. Den sökande har redovisat problemen med sjösäkerhet bristfälligt. Argumentation framförs under punkt 4.10 nedan.

3.5 Skäl för Mark- och miljööverdomstolen att i fjärde hand avslå ansökan eftersom verksamheten inte är tillåtlig.

VJ yrkar i **fjärde hand** att Mark- och miljööverdomstolen avslår ansökan eftersom verksamheten inte är tillåtlig (har utvecklats nedan under punkterna 4.1-4.11):

1. Prövningsunderlaget för lokalisering av respektive vindkraftverk, transformatorstation och elkablar inom vindparken är bristfällig. Med hänsyn till försiktighetsprincipen är installation av vindkraftsverk inte tillåtligt. VJ har utvecklat detta under punkt 4.1.

2. Den sökande har gjort bristfällig redovisning av ekonomisk hållbarhet för projektet. Med hänvisning till punkt 4.2 nedan anser VJ att ekonomisk hållbarhet är ett nödvändigt kriterium för att en verksamhet ska vara tillåtlig.

3. Den sökande har gjort enligt punkt 4.3 och 4.11 nedan en bristfällig helhetsanalys och analys av alternativ lokalisering av den tilltänkta verksamheten. Analysen är avgörande för tillåtlighet.

4. Den sökande har lämnat enligt punkterna 4.2 och 4.4 bristfälliga underlag för ekonomisk säkerhet för avveckling av vindparken. För tillåtlighet är det nödvändigt att beloppet för ekonomisk säkerhet kan fastslås.

5. Den sökande redovisar ljud/buller beräkning, enligt punkt 4.6 nedan, som är baserade på en delvis hemligstämplad rapport från General Electric (GE) och är baserad för vindkraftsturbiner som fortfarande är på ritbordet/ritbordsnivå. Förutsättning för tillåtlighet är att det är möjligt att avgöra ifall ljud/buller från vindparken är på en acceptabel nivå.

6. Bevis under punkt 4.7 nedan visar att alla fastighetsägare och arrendatorer boende upp till 15 km från vindpark Storgrundet är särskilt berörda. Förutsättning för tillåtlighet är att samråd skett med särskilt berörda.

7. Innan tillåtlighet behöver en pågående kommunal omprövning av den kommunala tillstyrkan enligt 16 kap 4 § miljöbalken klarläggas. I materialet under punkt 4.9 lämnas bevis för det beslutade folkomröstningen i Söderhamns kommun och för trolig

omprövning av den tillstyrkan till vindpark Storgrundet som gjordes tidigare.

8. Innan tillåtlighet behöver frågan med sjösäkerhet klarläggas. Argument under punkt 4.10 nedan.

3.6 Skäl för Mark- och miljööverdomstolen att i femte hand föreskriva följande villkor i målet.

För det fall Mark- och miljööverdomstolen anser att tillstånd till den ansökta verksamheten ska meddelas yrkar Vision Jungfrukusten i **femte hand** att Mark- och miljööverdomstolen föreskriver följande villkor:

1. Den slutliga placeringen av vindkraftverken, transformatorstation och elkablar inom vindparken ska godkännas av Länsstyrelsen i Gävleborgs län och Försvarsmakten.

2. Ekonomisk säkerhet för en vindpark bestående av 51 stycken 20 MW stora vindkraftsturbiner borde vara 60 Mkr per vindkraftsturbin, totalt 3 060 miljoner kr.

3. Tiden för anmälan av anspråk gällande oförutsedd skada bör förlängas från 10 år till 45 år då vindparken är helt avvecklad och naturen återställd i samråd med tillsynsmyndigheter. Oförutsedda skador kan uppkomma under hela livscykeln för vindparker.

4. STOAB ska betala skälig ersättning för förmögenhetsförlust till samtliga berörda fastighetsägare och arrendatorer.

3.7 Skäl för Mark- och miljööverdomstolen tillerkänna VJ ersättning för sina rättegångskostnader i målet med ett belopp som senare kommer att anges.

För att få ett jämlikt förhållande vid rättskipning är det viktigt att ersättning för rättegångs-kostnader tillerkänns VJ.

VJ uppskattar att den i så fall tilltänkta juridiska hjälpen vid prövning av Svea hovrätt kommer att kosta 500 000 kr.

VJ yrkar att Svea hovrätt dömer att VJ ska få ersättning för faktiska rättegångs-kostnader upp till ett belopp av 500 000 kr vid en eventuell prövning av Svea hovrätt. Underlag för det faktiska beloppet ska inlämnas vid prövning av Svea hovrätt.

4 Utveckling av överklagande.

4.1 Lokalisering enligt box-modell, domstolens delegationsrätt och domstolsbeslut

4.1.1 Lokalisering enligt box-modell och domstolens delegationsrätt

I domen sidan 3 under punkt 2, vindkraftparkens utformning står det: *”Den slutliga placeringen av vindkraftverken ska godkännas av Länsstyrelsen i Gävleborgs län efter inhämtande av synpunkter från Försvarsmakten.”*

I domen sidan 153 klarläggs att positionering av vindkraftverken ska ske enligt så kallad boxmodell: *” bedömer att etablering med en s.k. boxmodell, som regleras i villkor, där förslag på placering av verken sker efter analyser av varje placering av Bolaget som lämnar förslaget till länsstyrelsen för samråd och godkännande säkerställer att påverkan på bottenflora och bottenfauna blir så liten som möjlig och acceptabel.”*

VJ har den uppfattningen att det finns en etablerad praxis i fråga om vindkraft på land som innebär att boxmodell inte tillämpas vid större etablering av vindpark. VJ anser att denna praxis även bör tillämpas vid etablering av stora kustnära vindparker inom territorialvatten.

En kustnära etablering nära boenden, nära naturreservat, i anspråkstagande av ett stort antal stora havsbottenområden och med många konkurrerande riksintressen ställer krav på en individuell lokaliseringsprövning av samtliga 51 vindkraftsturbiner, transformatorstation och elkablar inom vindparken.

Detta beskrivs på ett bra sätt i rättsfall MÖD 2017:27 sidan 7: *”En grundläggande princip vid tillståndsprövning enligt miljöbalken och som tidigare fanns i både miljöskyddslagen (1969:387) och vattenlagen (1983:291) bygger på att det för varje anläggning sker en individuell prövning utifrån en bestämd lokalisering. En prövning där verksamheten huvudsakligen regleras genom generella villkor, och inte genom en individuell bedömning och prövning, stämmer inte överens med denna princip.”*

I MÖD 2017:27 sidan 7 står det:*”Prövningsmyndigheten får överlåta åt tillsynsmyndigheten att besluta om villkor, men endast om det är fråga om villkor av mindre betydelse, 22 kap. 25 § tredje stycket miljöbalken.”*

I MÖD 2017:27 sidan 9 står det:*”Mark- och miljööverdomstolen utesluter inte att tillstånd i vissa fall kan lämnas för en ansökan med relativt fri placering av verken. Detta förutsätter emellertid att det med stöd av ansökan och miljökonsekvensbeskrivningen går att bedöma alla de konsekvenser som verksamheten kan komma att ge upphov till vid olika alternativutformningar, såväl i fråga om ljud- och skuggnivåer som påverkan på mark och vatten samt den totala påverkan på skyddsvärda arter i området. Vid etablering i områden där det finns motstående intressen är detta särskilt viktigt.”*

Det är många motstående riksintressen när det gäller området vindpark Storgrundet

Havs- och vattenmyndigheten[1] har föreslagit sidan 66-69 att området Storgrundet(B146) ska även i fortsättningen klassificeras som Efn och detta betyder:
"Särskild hänsyn till totalförsvarets intressen Inom området ska särskild hänsyn tas till totalförsvarets intressen vid förvaltning, planering och tillståndsprövning. Risk för samlad, kumulativ påverkan från energiutvinning på försvarsintressen ska beaktas."

"Havsplanen anger särskild hänsyn till höga naturvärden på andra utsjöbankar i havsområdet, som Gretas klackar (B142) och Storgrundet (B146) där det finns revmiljöer, fisklek- och däggdjursområde."

I domen sidan 148 står det: *"Som framgår ovan omfattas området förutom av utpekat riksintresse för vindbruk av en farled som delvis överlappar verksamhetsområdet, medan ytterligare en farled löper öster om verksamhetsområdets ytterkant. Dessa farleder är utpekade som riksintresse för sjöfart. Det aktuella området är även utpekat som riksintresse för totalförsvaret. I närheten av Storgrundet finns flera områden som är utpekade som riksintressen för naturvård och ett område som är utpekat som riksintresse för kulturmiljövård. Områden utpekade som riksintresse för yrkesfiske finns väster och öster om verksamhetsområdet, varav det närmaste ligger knappt tre km väster om verksamhetsområdet."*

I domen sidan 150 står det: *"Mark- och miljödomstolen konstaterar vidare att syftet gällande riksintressena för naturvård är att skydda vissa naturtyper, bland annat sandbankar, laguner, rev,Myrsjöar…"*

I domen sidan 151 står det *"Den yta som Sjöfartsverket nu avstyrker har redan bedömts tillåtlig genom befintligt tillstånd."* Vision Jungfrukusten vill gärna påpeka till Sjöfartsverkets försvar att vindparken enligt det nya tillståndet är mycket större än det nuvarande tillståndet.

I domen sidan 150 står det: *"Mark- och miljödomstolen konstaterar vidare att syftet gällande riksintressena för naturvård är att skydda vissa naturtyper, bland annat sandbankar, laguner, rev,myrsjöar samt vissa arter, såsom gråsäl, storlom, havsörn och fiskgjuse."*.

I MÖD 2017:27 sidan 10*: "Med hänsyn till omfattningen av den aktuella vindkraftparken och omgivningens naturvärden anser Mark- och miljööverdomstolen att ansökan och miljökonsekvensbeskrivningen inte ger ett tillräckligt underlag för att kunna bedöma alla de konsekvenser som verksamheten vid olika alternativutformningar kommer att ge upphov till. Det går därför inte att avgöra om verksamhetens lokalisering är lämplig utifrån kraven i 2 kap. 6 § miljöbalken."*

I MÖD 2017:27 sidan 10:*"Med hänsyn till antalet vindkraftverk och projektområdets storlek kan inte heller vindkraftverkens slutliga lokalisering anses vara ett sådant villkor av mindre betydelse som kan delegeras till tillsynsmyndigheten."*

Den tillståndgivna vindparken Storgrundet är till arean 88 kvadratkilometer, 51 vindkraftverk och totalhöjd 290 m på varje vindkraftverk att jämföra med den refererade vindparken i

[1] Förslag till ändrade havsplaner för Bottniska viken, Östersjön och Västerhavet Samrådsversion (dnr 2168-23, 2023-09-14, sid 66-69 **Referens 4.1.1**

domen MÖD 2017–27 som är till arean 36 kvadratkilometer, 59 vindkraftverk och totalhöjd 205 m på varje vindkraftverk.

I domen sidan 10, delegationsvillkor står det: *Mark- och miljödomstolen överlåter till Länsstyrelsen i Gävleborgs län med stöd av 22 kap. 25 § miljöbalken att … ”*

I MÖD 2017:27 sidan 7 står det*”Prövningsmyndigheten får överlåta åt tillsynsmyndigheten att besluta om villkor, men endast om det är fråga om villkor av mindre betydelse, 22 kap. 25 § tredje stycket miljöbalken.”*

Hur stor havsbottenarea kommer varje vindkraftsturbin att ta i anspråk?

Enligt aktbilaga 535 i mål M 1569-21, Verksamhetsbeskrivning 8b och bild 12, 13 och 14 kommer varje fundament ta i anspråk en havsbottenarea mellan 3 600 och 6 500 kvadratmeter beroende ifall det blir monopile, gravitations eller fackverksfundament. Totalt anspråkstagen havsbottenarea blir mellan 183 600 och 331 500 kvadratmeter. Diameter för för det anspråkstagna området är mellan 65 och 100 m.

Naturvårdsverket skrev redan 2006[1] sidan 6*: ”Inom de närmaste åren kommer den marina vindkraften att byggas ut kraftigt kring de svenska kusterna. För första gången kommer parker med en omfattning av flera kvadratkilometer att byggas i våra vatten. Dessa parker kan komma att påverka de ekologiska samhällena på andra sätt än genom den redan kända reveffekten som de enskilda vindkraftverken utövar lokalt. Populationsstrukturen hos viktiga predatorer som fisk och mussel- och fiskätande fåglar kan påverkas och därigenom ge trofiska kaskader ner i det bentiska samhället på såväl hård- som mjukbottnar. Hur parkerna påverkar de ekologiska samhällena beror i hög grad på de initiala förhållandena i de aktuella områdena.”*

Är delegation från domstol till Länsstyrelsen av mindre betydelse?

VJ anser med hänvisning till ovanstående resonemang att en delegation av ansvaret från domstol till Länsstyrelsen för lokalisering av 51 vindkraftverk enligt box-modell, på ett område av 88 kvadratkilometer, i anspråkstagen 51 stycken havsbottenområden på upp till 6 500 kvadratmeter, med många motstående riksintressen är inte av mindre betydelse. Det vill säga delegationen från Mark- och miljödomstolen är inte tillåtlig enligt 22 kap. 25 § tredje stycket miljöbalken.

VJ anser att miljökonsekvensbeskrivningen**(”MKB”**) inte tillräcklig för lokalisering av respektive vindkraftverk.

Brister i MKB beskrivs på ett bra sätt av SGU. SGU är mycket tydlig med synpunkterna att underlaget av STOAB är bristfällig. SGU yttrande är summerat i domen enligt nedan.

SGU anser enligt domen sidan 57:*”Bolaget ansöker om tillstånd enligt den s.k. box-modellen vilket innebär att den exakta placeringen av vindkraftverken samt dragningen av kablar beslutas efter att tillstånd erhållits. Det är SGU:s uppfattning att tillståndsansökan och*

[1] Naturvårdverket, rapport 5570,juni 2006, *Hur vindkraft påverkar livet på botten - en studie före etablering, sid 6.*

miljökonsekvensbeskrivning i sådant fall bör grundas på detaljerad information om bottenförhållandena över hela det aktuella området, för att möjliggöra relevanta riskbedömningar och eventuella åtgärder inom hela området."

SGU anser enligt domen sidan 56-57: *"den planerade verksamheten innebär åverkan på havsbotten, i form av bland annat borrning, plöjning, spolning eller liknande och kommer medföra att sediment rörs upp och sprids och att vattnet grumlas, med risk för påverkan på biota. Om sediment innehåller miljögifter riskerar dessa att remobiliseras och påverka biota. Bolagets områdesbeskrivning över föroreningar i sediment samt underliggande rapport beskriver att Bolaget låtit utföra en undersökning av miljögiftsinnehållet i sediment på fyra platser inom området."*

VJ kan inte se i materialet hur STOAB valt ut just dessa fyra platser för provtagning av miljögifter.

VJ anser att det vore fel ifall endast Länsstyrelsen får bedöma havsbottenanalyserna för varje enskilt fundament och därifrån ha rätten att godkänna respektive position för varje fundament.

Länsstyrelsen har påpekat i yttrande aktbilaga 81 i målet 1569-21 (Dnr 6885-2021), Skydd av hotade naturtyper: *Fundament eller kablar ska inte dras fram där botten består av följande hotade*
naturtyper: Stabila ansamlingar av lösdrivande tång (Fucus spp.) (AAH1Q2, AA.M1Q2, AA.J1Q2), dominerande samhällen av meiofauna (AB.H4U1), eller dominerande samhällen av bivalvia som exempelvis Östersjömussla (Limecola balthica) (Unionidae AA.H3L6)."

VJ har under rubrik "**4.11 Nedläggning av elkablar/ undervattenskablar för starkström"** redovisat synpunkter angående nedläggning av elkablar inom vindparken.

STOAB har redovisat endast principlayout för placering av de 51 vindkraftverken. I domen sidan 3 står det:"*Den slutliga placeringen av vindkraftverken ska godkännas av Länsstyrelsen i Gävleborgs län"*

VJ anser att det ska stå i domen att samrådet ska inkludera även transformatorstation och nedläggning av elkablar inom vindparken. Detta innebär i så fall att nödvändiga undersökningar av berörd aktuell havsbottenarea för fundament för vindkraftverken och transformatorstation och elkablar inom vindparken görs i samråd med Länsstyrelsen.

VJ anser att:

- I domen delegeras en alldeles för stor uppgift till Länsstyrelsen vid godkännande av lokalisering av respektive vindkraftverk och transformatorstation och nedläggning av elkablar inom vindparken.
- MKB ska innehålla förslag på placering av respektive vindkraftverk och transformatorstation och elkablar inom vindparken. Att en analys ska redovisas för berörd havsbottenarea. Vid utvärdering av slutlig placering av de 51 vindkraftverken får fler remissinstanser än Länsstyrelsen en möjlighet att ge synpunkter.

4.1.2 Domstolsbeslut

I domen sidan 2 står det: *”Tillståndet gäller i 45 år från det att från den tidpunkt då Storgrundet Offshore AB anmäler till tillsynsmyndigheten att verksamheten eller del av denna tagits i drift.”* Det är oklart varför domstolen ger ett tillstånd som ska gälla i 45 år när STOAB redovisar senast vid domstolsförhandlingen 7-9 juni 2023 att teknisk livslängd är beräknad till ca 35 år (redovisad i aktbilaga 535 i mål M 1569-21, 8b verksamhetsbeskrivning sid 5).

I domen sidan 2 står det:*”Mark- och miljödomstolen avvisar de i målet framställda ersättningsyrkandena avseende markvärdesförsämring.”* Det är oklart vad domstolen menar med beslutet när bland de mest berörda är arrendatorer boende i naturreservatet Storjungfrun. Arrendatorerna, med hus byggda på arrendetomt, har yrkar ersättning för förmögenhetsförlust på grund av vindpark Storgrundet.

I domen sidan 3, villkor står det: *”Den slutliga placeringen av vindkraftverken ska godkännas av Länsstyrelsen i Gävleborgs län efter inhämtande av synpunkter från Försvarsmakten.”* Det är oklart varför domstolen ger Länsstyrelsen mandat att bestämma i en fråga som borde godkännas även av Försvarsmakten (Försvarsmakten har utvecklat detta i aktbilaga 1 i mål M 12177-23). I domen bör stå att samrådet ska inkludera förutom vindkraftverk även transformatorstation och nedläggning av elkablar inom vindparken.

I domen sidan 6, villkor står det: *”21. Den ekvivalenta ljudnivån från vindkraftverken under drift får inte överstiga 35 dB(A) utomhus vid bostad.”* Det är oklart vilka bullervillkor som ska gälla vid byggnation och vid avveckling av vindparken.

I domen sidan 8 står det:*”26. Storgrundet Offshore AB ska ställa en ekonomisk säkerhet till ett belopp om 6,2 miljoner kronor i 2023 års prisnivå för varje vindkraftverk som ska anläggas, för avhjälpande och andra återställningsåtgärder som verksamheten kan föranleda.”* Det är oklart vad domstolen syftar med ordet avhjälpande när STOAB skriver i aktbilaga 537 i mål M 1569-21 att beloppet är för att avveckla vindparken. I beloppet 6,2 Mkr ingår ej medel för några avhjälpande insatser för att återställa havsbotten efter borttagning av fundament och elkablar. I beloppet 6,2 Mkr ingår ej några medel för eventuella avhjälpande åtgärder vid exempelvis miljöincidenter vid drift av anläggningen. Argument och bevis för att beloppet 6,2 miljoner kronor är felaktigt har utvecklats under avsnitt 4.4.

I domen sidan 8, punkt 28 står det: *”Verksamheten ska anses nedlagd om vindkraftparken, med fungerande elanslutning, inte producerat och levererat elektricitet till elnätet under en sammanhängande tid om två (2) år.”* Det är oklart vad domstolen syftar med denna skrivning. Regelbunden tillsyn av anläggningen ska ske av Länsstyrelsen och när det blir aktuellt med avveckling av vindparken ska STOAB i god till redovisa till Länsstyrelsen den avvecklingsplan som är tilltänkt.

I domen sidan 9 punkt 29 står det*:” Kontrollprogram för verksamheten vid vindkraftparken ska finnas och följas för anläggningsskedet och driftskedet samt för ett framtida avvecklingsskede. Kontrollprogrammet ska upprättas i samråd med Länsstyrelsen i Gävleborgs län. Förslag till kontrollprogram ska lämnas till Länsstyrelsen i Gävleborgs län senast tre (3) månader innan respektive skede inleds.”* VJ anser att kontrollprogrammet ska inte bara göras i samråd med STOAB utan den ska även godkännas av Länsstyrelsen.

I domen sidan 11, oförutsedd skada med anledning av vattenverksamhet står det: *”Anspråk på ersättning med anledning av oförutsedda skador av vattenverksamheten fastställs till tio (10) år från arbetstidens utgång.”* VJ anser att det borde stå i domen att det gäller både miljöfarlig verksamhet och vattenverksamhet. VJ har argumenterat nedan under punkt 4.5 att anspråk för oförutsedd skada ska gälla så länge tillståndet är gällande. I domen sidan 139 står det*:” I den mån det skulle uppkomma någon skada på enskilda intressen till följd av vattenverksamheten prövas en konstaterad skada i särskild ordning enligt miljöbalkens regler om oförutsedd skada.”* En begränsning till 10 år vore fel när skador kan ske under hela tillståndperioden.

4.2 EKONOMISK HÅLLBARHETSKRAV BÖR INKLUDERAS VID TILLSTÅNDSPRÖVNING AV HAVSBASERAD VINDKRAFT.

Sammanfattning av VJ:s yrkanden

- **Punkt 1** Ekonomisk hållbarhet är ett nödvändigt kriterium för bedömning av övergripande hållbarheten i en miljöfarlig verksamhet.
- **Punkt 2:** Frågan är högaktuell. Normaliseringen av elpriser och räntor utmanar lönsamheten för många vindkraftsprojekt.
- **Punkt 3:** Konkursrisk bör alltid minimeras för samhällsviktig miljöfarlig infrastruktur.
- **Punkt 4:** Varken klimatet eller det svenska samhället har råd med ”felsatsningar” när belopp av storlek motsvarande svenska statsskulden avses investeras i havsbaserad vindkraft.
- **Punkt 5:** Länder med erfarenhet av modern havsbaserad vindkraft ställer därför höga krav på ekonomisk hållbarhet och minimering av konkursrisk.
- **Punkt 6:** Det är brådskande att svensk praxis anpassas för att inkludera ekonomiska hållbarhetskrav vid tillståndsprövning av havsbaserad vindkraft.

Punkt 1: Information om projektets ekonomiska hållbarhet är nödvändig för att fastställa övergripande hållbarheten i en miljöfarlig verksamhet.

Varför ekonomisk hållbarhet är relevant

Miljöbalken kräver att ett projekt inom en miljöfarlig verksamhet granskas för dess hållbarhet. Enligt 6 kap 1§ ”Syftet med en miljöbedömning är att integrera miljöaspekter i planering och beslutsfattande så att en hållbar utveckling främjas”. Lag (2017:955).

Hållbarhet innefattar både **ekologisk, social och ekonomisk hållbarhet**. Vad menas med *ekonomisk hållbarhet?* Till grund finns idén att ett projekt skall hushålla med knappa resurser, skapa ”hållbart” mervärde och bära sig ekonomiskt för att kunna generera långsiktiga hållbarhetsbidrag

Ekonomisk skötsamhet och *bärkraft* är två nödvändiga förutsättningar för att uppnå dessa mål.

Ett projekt som kollapsar eller en miljöfarlig verksamhet som går i konkurs är inte hållbar.

”*Financial and environmental sustainability”* är ett uttalat mål i Europa, två sidor av samma mynt[1].

I Sverige tillämpas kriteriet om ekonomisk skötsamhet och lämplighet vid tillståndsprövning under **alkohollagen**.[2]



⇨ Ekonomiska hållbarheten i projekt som Storgrundet måste fastställas.
⇨ Det innebär att ekonomisk skötsamhet och ekonomisk bärkraft bör granskas.

Punkt 2: Normalisering av räntor och elpriser utmanar alltmer lönsamheten i tillståndspliktiga vindkraftsprojekt.

Sedan 2022 har normaliseringen av realränteläget och elpriser inneburit utmaningar för tillståndsgivna havsbaserade vindkraft projekt. Som exempel kan nämnas:

- mars 2023: norska regeringen meddelar att projektet **Sporlige Nordsjö II** (ca 1,5 GW)[3] inte bär sig ekonomiskt utan förutsätter statlig subventionering på uppemot NOK 15 miljarder;
- juli 2023: **Vattenfalls** projekt **Norfolk Boreas** (Storbritannien) stoppas p.g.a. olönsamhet och föranleder oförutsedda kostnader på **SEK 5,5 miljarder**[4]**;**
- höst 2023: världsledande verksamhetsutövare **Ørsted** (med danska staten som största ägare) meddelar att man drar sig ur 2 flaggskeppsprojekt i USA p.g.a. ökade kostnader och räntor vilket medför nedskrivningar på **SEK 44 miljarder kronor**[5] (drygt DKK 28 miljarder för 9M 2023); ledning omstruktureras; vidare meddelar **Equinor** (delägd av norska staten) att man skriver ner **ca SEK 3,5 miljarder** kronor (USD 300m) på amerikanska havsbaserade vindkraftsprojekt[6].
- Sep-nov 23: inga bud lämnas vid brittiska regeringens anbudsförfarande[7] för nya parker i september; i november revideras garanterad elprisnivå från GBP 44 till GBP 73/ MWh[8].

⇨ Under 2023:s första 9 månader har nordens 3 största (statliga) aktörer skrivit ner drygt **SEK 53 miljarder kronor** på havsbaserad vindkraft projekt p.g.a. av ökade kostnader och räntor.

---

[1] Ex: europeiskt energibolag Enel Kapitalmarknadsdag 22-11-23 sida 10. Financial and environmental sustainability one of 3 strategic pillars. europeiska energibolag Enhttps://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/informazioni-finanziarie/2023/2024-2026-strategic-plan.pdf **Referens 4.2.1**

[2] 12 § Serveringstillstånd får endast meddelas den som visar att han eller hon med hänsyn till sina personliga och ekonomiska förhållanden samt omständigheterna i övrigt är lämplig att utöva verksamheten samt att verksamheten kommer att drivas i enlighet med de krav som ställs upp i denna lag. (Alkohollagen https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/alkohollag-20101622_sfs-2010-1622/#K8) **Referens 4.2.2**

[3] https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/announces-the-first-competitions-for-offshore-wind/id2969473/ **Referens 4.2.3**

[4] https://www.affarsvarlden.se/artikel/vattenfall-tvingas-ersatta-sina-underleverantorer-efter-stoppade-jatteprojektet **Referens 4.2.4**

[5] https://orsted.com/en/company-announcement-list/2023/10/interim-report-for-the-first-nine-months-of-2023---73721Refe**rens 4.2.5**

6 https://www.wsj.com/articles/wind-power-write-downs-cast-shadow-over-industry-outlook-578db3f7 **Referens 4.2.6**

[7] https://www.bbc.com/news/business-66749344 **Referens 4.2.7**

[8] https://www.theguardian.com/environment/2023/nov/16/uk-to-offer-higher-subsidies-for-offshore-windfarms-after-crisis-talks **Referens 4.2.8**

Punkt 3: Konkursrisk bör alltid minimeras för samhällsviktig miljöfarlig infrastruktur.

Konkurs eller konkurshot gällande en miljöfarlig verksamhet medför signifikanta och ofta asymmetriska negativa konsekvenser för samhället. Resurser felallokeras; ett förkortat projektliv drabbar många- kunder, anställda, leverantörer, ägare, finansiärer; stat och kommun berörs när etablering medför indirekta investeringar eller att långsiktiga åtaganden inte kan verkställas; dålig ekonomi kan slå mot underhåll, värdet och säkerheten i verksamheten.

När det gäller tillståndspliktiga projekt i finns det en idé att själva tillståndet vid konkurs ska transfereras friktionsfritt till en ny ägare som tar över och driver verksamheten vidare. I praktiken är en konkurs sällan en snabb eller problemfri process- inte minst när det gäller miljöfarlig kritisk infrastruktur.

En genomgång av tillståndspliktiga konkurser inom gruvnäringen, sophantering och kemiindustrin visar på utdragna processer, där kostnader och skulder av ekonomisk, social eller miljömässig karaktär transfereras till samhället. Erfarenhet visar att förebyggande åtgärder – ställande av en ekonomisk säkerhet - respektive ex post-åtgärder (rättslig process) inte har varit tillräckliga eller effektiva nog för att förhindra att samhället och miljön drabbas negativt av bolagens konkurs.

Socialiseringen av konkursens negativa konsekvenser förvärras avsevärt när det gäller just **kritisk infrastruktur som elförsörjning**. När energiinfrastruktur planeras är stat och samhälle högst delaktiga i investeringens framgång och risker:

- **svenska staten**:
  - Potentialen för skatteintäkter från havsbaserad vindkraft är en viktig komponent.
  - Via bolaget Vattenfall är **staten en viktig aktör** på marknaden för havsbaserad vindkraft.
  - Via Svenska Kraftnät garanterar staten finansiering av elnäts**investeringar.**
  - Staten, via Svenska Kraftnät, bär **motpartsrisk** - dvs kreditrisken på verksamhetsutövaren: resp. **risk för strandad tillgång**[1]
  - Statliga **resurser brukas för planering, prövning och tillsyn** av projekt.
  - Vid omfattande miljöincident är staten normalt **ersättningsskyldig för saneringskostnader** som drabbar kommuner.
- **konsumenter** betalar för investeringarna via höjda nätavgifter och volatila priser;
- **kommuner** tvingas till omfattande beredskaps-, säkerhets- och kapacitetsinvesteringar (t.ex. hamnar, vägar, logistikpunkter) för att hantera verksamheter till havs. I likhet med nätanslutningar löper dessa investeringar risken att bli *strandade tillgångar* om parken går i konkurs; kommunen samordnar miljöincidenter och drabbas av nedmonteringsansvar om medel saknas.

Exempel 1: Svenska energikrisen augusti 2022

En första illustration är elenergikrisen som föranleddes av kriget i Ukraina. När volatila elpriser hotade nordiska elhandelssystemet sommaren 2022 ansåg svenska staten det nödvändigt att ställa historiskt höga garantier på **250 miljarder kronor**[2]**, motsvarande en ¼ av svenska statsskulden**.

Konsekvenserna för samhället av en kollaps bedömdes för stora för att kunna tillåtas.

[1] är parken fellokaliserad, utan framtida potential, eller i konkurs, är anslutningsinvesteringen förlorad. Den klassas som strandad tillgång med omfattande nedskrivningar som följd.**Referens 4.2.9**

[2] https://data.riksdagen.se/fil/01C2DC3D-8F33-4A15-8BEE-0F90DB97EE70 **Referens 4.2.9**

Exempel 2: Pågående rekonstruktion av Markbygden Ett AB (650 MW)

Tabell 1:



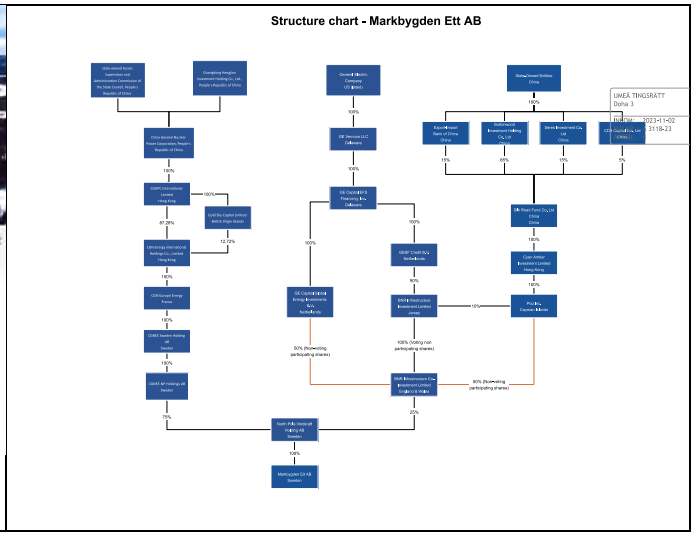
Markbygdens vindkraftpark väster om Piteå kan bli Europas största. Här finns tillstånd att bygga 1100 verk på en yta större än Stockholm. Foto: Vlada Cakic / SVT

Här är vindkraftparken som kan bli störst i Europa

UPPDATERAD 14 OKTOBER 2021 PUBLICERAD 2 APRIL 2019

Piteå i Norrbotten kan om tio år skryta med den största vindkraftparken på land i Europa. I Markbygden finns tillstånd att bygga 1 100 kraftverk på en yta större än hela Stockholm.

Källa: https://www.svt.se/nyheter/lokalt/norrbotten/har-ar-vindkraftparken-som-kan-bli-storst-i-europa



VJ har tagit del av de offentliga handlingar hos Umeå Tingsrätt (målnr: Ä 3118-23). Enligt dessa framgår det att Markbygden Ett AB, ett bolag som enligt årsrapporten ”upfyller de krav som av tillståndsgivande myndighet ställs för verksamheten” missbedömt, sannolikt från projektets start, grundantaganden om vindförutsättningar, tillgänglighet och kapacitetsfaktorer, elproduktionsvolymer och framtida elpriser. Källor och vidare information redovisas i bifogad **Bilaga B**.

Detta har i tur resulterat i **orimliga prognoser**, **ofördelaktiga kundavtal**, **oansvarig skuldsättning**, **obefintlig soliditet** och **otillräckliga avsättningar för nedmontering.**

Ägarfrågan verkar inte ha granskats: via en kaskad av närmare 20 holdingbolag (tabell 1) är **China Nuclear Power Corporation (CGN), ett statligt kinesiskt bolag, huvudägaren.**

Frågan har sannolikt inte ställts om ägarstrukturen är kompatibel med svenska samhällets intressen:

- huruvida ett upplägg med 7 nivåer av holdingbolag- somliga i skattparadiser - allmänt främjar *transparens*, svenska statens *förmåga att ta in skatteintäkter* eller verkställa en fordran eller krav på en internationell verksamhetsutövare;

- om ägandet anses kompatibel under säkerhetsskyddslagen. Sedan 2021 är **CGN under amerikanska sanktioner** (exportförbud) för misstänkta band till Kinas militärmakt. 2022 **”exproprierade” Storbritannien** bolaget från kärnkraftsprojektet Sizewell C[1]. Trots att svenska säkerhetsskyddslagen ska kunna gälla retroaktivt har VJ inte kunnat hitta information om någon eventuell ”screening”. Transaktionen, där Macquarie-ägda Green Investment Group sålde en majoritetspost till China Nuclear Power Corporation, annonserades den 14 december 2018 enligt ett pressmeddelande av rådgivare Vinge.[2]

[1] https://www.ft.com/content/a9a34ea3-649f-4a47-a4c8-ee269e07eccc **Referens 4.2.10**

[2] https://www.vinge.se/uppdrag/vinge-har-foretratt-cgnee-sweden-holding-ab-vid-forvarv-av-north-pole-vindkraft-holding-ab/ **Referens 4.2.11**

Viktiga kriterier	Bedömning	Motivering
Ekonomisk styrka	**Saknas**	Sedan start 2018 har bolaget varit olönsamt, före och efter PPA avtalet (*Power Provider Agreement*) trädde i kraft.
Trovärdig ekonomisk modell	**Saknas**	Elproduktionsmålet förefaller optimistiskt. Under 2023 levererades endast 0,8 av 1,7 TWh under PPA avtalet. Omfattande nedskrivningar av tillgångar (ca SEK 850M) togs 2022.
Finansiell styrka	**Saknas**	Totala skulder uppgår till ca t **SEK 6 miljarder kronor**. Soliditet har legat på orimligt låg nivå (1%) sedan start och nådde 7% 2022 först efter ca SEK 2 miljarder kronor kapitaltillskott. Alla tillgångar (vindkraftsanläggningen samt bankmedel) är pantsatta.
Avsättning för nedmontering	**Saknas**	Avsättning uppgår till EUR 12M, dvs ca SEK 0,7M/ verk, lägre än genomsnittliga nivåer för landbaserad vindkraft[1].
Transparent ägarstruktur	**Saknas**	Ägandet i Markbygden styrs via en kaskad av holdingbolag – ca **20 stycken**- med säte i **skattparadis** inkl. British Virgin Islands, Jersey, Cayman Islands, samt skatteffektiva Holland och Hong Kong. Huvudägare **China General Nuclear Corporation** (CGN) ägs av kinesiska staten. General Electric äger en minoritetspost.
Säkerhetsaspekter utländskt ägande	**Saknas**	CGN är sedan 2018 under amerikanska sanktioner - exportförbud gällande material/ komponenter som anses kunna användas vid produktion av kärnvapen[2]**.** I Storbritannien tvingades CGN avveckla sitt ägande i kärnkraftprojektet Sizewell C.

Hur drabbas svenska samhället när Markbygden Ett AB begärs i rekonstruktion?

Svaret kan delvis läsas från listan av borgenärer som anges i målet. Oprioriterade borgenärer drabbas hårdast av en rekonstruktion: bland dessa ingår en rad lokala leverantörer, skatteverket, Piteå Kommun, Energimyndigheten, lokala föreningar och privatpersoner.

Typ av konsekvens	Aktör	Kommentar
Mer begränsade konsekvenser än för oprioriterade långivare	Europeiska investment banken (**EIB**), tyska statliga **KFW** mm	Prioriterade långivare (drygt SEK 5 miljarder) med förstahand pant på tillgångar (verk och bankmedel). EIB och KFW finansieras av offentliga/ statliga medel.
Förlust av kapital/ intäkter	**Centrica** (leverantör)	Oprioriterad långivare (EUR 21M)
Förlust av kapital/ intäkter	**Norsk Hydro** (kund/motpart)	Lån med andrahandspant (EUR 12M); Oprioriterad långivare (EUR 2,5M)
Förlust av kapital/ intäkter	Övriga oprioriterade borgenärer, varav:	Totalt drygt EUR 133M
Förlust av kapital/ intäkter	**Skatteverket**	Oprioriterad långivare. Fordran EUR 1,3M.
Förlust av kapital/ intäkter	**Piteå Kommun**	Står på listan av borgenärer. Okänt belopp. Kommun kan drabbas om bolaget inte kan stå för nedmontering av parken och återställning. Nuvarande avsättningar framstår som otillräckliga.
Förlust av kapital/ intäkter	**Lokala leverantörer**	Energiservice Skellefteå AB, W3 Renewables AB, SCA- ägd Skogsberget vind AB, kommunikationsbyråer (Oh My Interactive AB, Patricia Goldman International). Okända belopp.
Redovisas ej	**Energimyndigheten**	Står på listan av borgenärer. Okänt belopp.
Förlust av stöd	**Lokala föreningar**	4 lokala föreningar (bygdepeng). Okänt belopp.
Redovisas ej	**Privatpersoner**	33 privatpersoner står på listan av borgenärer

[1] US Department of Energy uppskattar nedmonteringskostnad ca SEK1,2-2,1M/ landbaserad verk (USD 114-195t) https://windexchange.energy.gov/end-of-service-guide.pdf; **Referens 4.2.12**

[2] https://www.armscontrol.org/act/2021-11/news-briefs/us-suspends-nuclear-trade-chinese-group **Referens 4.2.13**

Vidare kan miljön drabbas hårt om det saknas tillräckliga avsättningar för nedmontering, återställning och sanering vid miljöincident. Frågan kan då drabba kommunen.

- ⇨ **Fallet Markbygden** ger insyn i de negativa konsekvenser för svenska samhället när en tillståndspliktig verksamhet hotas av konkurs. Det är oprioriterade borgenärer som **lokala leverantörer, kommunen, skatteverket, markägare, lokala föreningar och privatpersoner som drabbas först.**

- ⇨ Mest slående är hur Markbygden redan från starten **missbrukade svensk avsaknad av krav om ekonomisk hållbarhet för att driva bolaget "aggressivt"**, både utifrån ett ekonomiskt, finansiellt, skattupplägg-, transparens- och ägarperspektiv.

- ⇨ Först när bolaget hamnar i rekonstruktion får allmänheten insyn i projektets inbyggda svagheter. **Kriget i Ukraina är inte ansvarig för ledningens orimliga antaganden i affärsmodellen**; krav om soliditet, kompetens och erfarenhet borde ha ställts.

- ⇨ **Konkursrisken bör alltid minimeras *ex ante* när det gäller samhällsviktig infrastruktur**.

- ⇨ När en privat verksamhetsutövare investerar i ett vindkraftsprojekt tvingas **även samhället satsa stora värden knutna till projektet**. Samhället ska därför kunna säkerställa att projektet uppfyller ett antal minimikriterier i frågan om ekonomisk hållbarhet.

- ⇨ Det följer att **svensk tillståndsprövning behöver anpassas så att konkursrisk minimeras**.

Punkt 4: Varken klimatet eller svenska samhället har råd med "felsatsningar" när investeringar av storlek motsvarande svenska statsskulden avses investeras i havsbaserad vindkraft[1].

I VJ:s rapport[1] om nedmonteringskostnader har VJ antagit att drygt 30 GW anläggs i Sverige. Beloppet motsvarar ca 90-110 TWh av elproduktion, något lägre än Havsplanernas reviderad mål om 120 TWh. Högre produktionsmål har antagits för 2045.

Investeringskostnaden för att anlägga 30 GW kapacitet bedöms uppgå till grovt **700- 1400 miljarder kronor** (ca EUR 60- 120 miljarder EUR/SEK 11,50). Detta kan jämföras med svenska statsskulden på ca **980 miljarder kronor**.

Punkt 5: Länder med erfarenhet av modern havsbaserad vindkraft ställer därför höga krav på *ekonomisk hållbarhet*

VJ har jämfört tillståndprövningsprocessen i ett antal länder med erfarenhet av modern, storskalig havsbaserad vindkraft- Storbritannien, Tyskland, Danmark, Nederländerna. Vidare har Frankrike och Norge inkluderats. Vilka krav ställs på projektets *ekonomiska hållbarhet*?

[1] Rapport Vision Jungfrukusten "Nedmonteringskostnader för havsbaserad vindkraft: Sveriges dolda skuldbomb växer från tio till närmare hundramiljarder kronor … med beslutfattarnas tysta medgivande?" 6 juni 2023, **Referens 4.2.14**

Generellt ställer dessa länder krav på verksamhetsutövare, ägarförhållanden och projektets ekonomiska potential, som innefattar:

1) *screening av verksamhetsutövare* för att säkerställa kompetens, erfarenhet, finansiell styrka och minimera konkursrisk
2) *screening av ägarförhållanden* gällande lämplighet och säkerhetsskyddsaspekter
3) *Insyn i och tillgång till projektets dokumentation* (nyckelsiffror, finansieringsplan, ekonomiska modell) för att mäta bärkraft och förebygga konkursrisk
4) *Ekonomiska säkerhetsbeloppet* och dess uppbyggnad över tid anpassas för ”ekonomiskt skötsamma” verksamhetsutövare som redan klarat det stringenta ”screening” testet. Screenade projekt anses bära lägre konkursrisk och kräver därför lägre garantier än icke-screenade projekt. Straffavgifter gäller vid avtalsbrott.

“Any developer or investor, whether they are new to the UK market or already established here has an opportunity to bid for projects through Leasing Round 4, ***providing they can demonstrate that they, or their partners, have the necessary financial strength and technical competence*** *to deliver”*
Källa: UK Crown Estate https://www.thecrownestate.co.uk/media/3321/tce-r4-information-memorandum.pdf (**Referens 4.2.15**)

VJ har granskat de mest aktuella ekonomiska krav som ställs vid tillståndsprövning av havsbaserade projekt i GW klass[1]. Ingår i analysen Storbritannien, Nederländerna, Frankrike, Norge, Danmark och Tyskland. Detaljerad information och källor redovisas i bifogad **Bilaga A.**

Krav om omsättning*:* I Danmark och Norge ska en verksamhetsutövare ha en genomsnittlig omsättning (3 år) på minst SEK **40 miljarder**, i Frankrike SEK **70 miljarder** (se tabell 2 nedan).

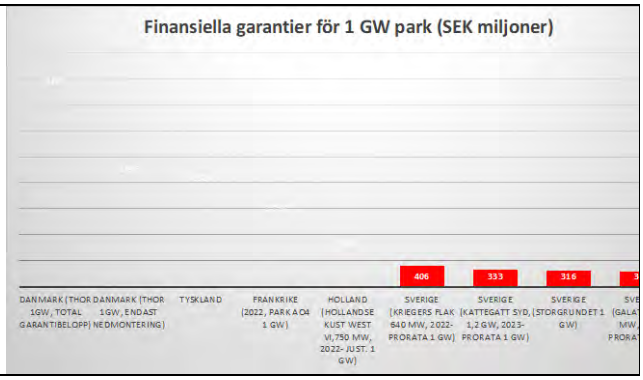
Inga krav ställs i Sverige.

Krav om finansiell och ekonomisk styrka: soliditeten ska uppgå till minst **20%**, sökande ska ha en kreditrating på minst **BBB-,** och en tydlig finansieringsplan. I Frankrike skickar verksamhetsutövaren till franska prövningsmyndigheten en standardiserad affärsmodell med alla ekonomiska och finansiella antaganden samt känslighetsanalyser (elpris, räntor mm). Dessutom krävs bevis på ekonomisk och finansiell kompetens: CVs som styrker finansiell erfarenhet och referensprojekt bifogas.

[1] Där information är tillgänglig: i Storbritannien Crown Estate Lease Round 4 2019-22 **Referens 4.2.15 och 4.2.16**; Round 5 (flytande vind) ej inkluderad;); i Holland Holländse Kust West Kavel VI 2022 (750 MW) **Referens 4.2.17** ; i Frankrike parker i Normandie AO4 (1 GW, 22) **Referens 4.2.18**resp. AO8 (1,5 GW 23) **Referens 4.2.19** ; i Norge Sörlige Nordsjö II (1,5 GW, 23) **Referens 4.2.20**; i Danmark Thor (1 GW, 20) **Referens 4.2.21** ; i Tyskland garantibelopp enligt BNetzA. **Referens 4.2.22**

Tabell 2:





***Krav om teknisk erfarenhet**:* verksamhetsutövaren ska ha byggt minst 2 GW av havsbaserad vindkraft alt driver 4,5 GW av elproduktion i Frankrike. Norge kräver minst 300 MW, Danmark 150 MW. Inga erfarenhetskrav ställs i Sverige.

***Krav om garantier**:* garantier fyller huvudsakligen syftet att täcka nedmonteringen, men även straffavgifter vid försening/ avtalsbrott i Frankrike och Danmark. Garantier ställs i vissa länder på en lägre nivå än den uppskattade nedmonteringskostnaden när det finns en: 1) ”ekonomisk screening” av verksamhetsutövaren – vilket minskar risk av oskötsamhet/konkursrisk 2) ett system för löpande tillsyn av projektets affärsmodell och finansieringsbehov med en inbyggd process för justering av garantibeloppet (Frankrike). **Sådana verktyg finns inte** i svenska prövning- eller tillsynsprocessen. Däremot ställer svensk lag en hög ambitionsnivå eftersom säkerheten ska täcka brutto-nedmonteringskostnadsbeloppet samt oförutsedda kostnader som miljöincident. Svenska ekonomiska säkerheten borde ligga på en hög nivå jämfört med andra länder. Verkligheten är dock helt annan.

Tabell 2 sammanfattar garantibelopp för 1 GW parker i Europa. I Danmark krävs **SEK 4 200M**. Det är ett **13 gånger** högre belopp än Sverige. Även Frankrike kräver närmare 2 miljarder kronor, trots stringenta ekonomiska krav. Diskrepansen kan inte avfärdas p.g.a. grunder av geografi, bottenförhållanden, avstånd till kust, arbetskostnader. Industrin är global med internationella leverantörer, normer och verksamhetsutövare. Sverige har **ingen konkurrensfördel som förklarar varför lokala parker kan nedmonteras till en bråkdel av den danska eller tyska** kostnaden (För mer information se separat sektion om nedmonteringskostnader).

- ⇨ Europeiska länder med storsatsningar inom havsbaserad vindkraft ställer ekonomiska och finansiella krav för att minimera konkursrisken.
- ⇨ Att inte ställa krav om ekonomisk skötsamhet och bärkraft på miljöfarliga verksamheter innebär att risker och framtida kostnader transfereras till samhället. Frågan är om detta konstituerar ett lagligt statligt bidrag till havsbaserad vindkraft.

Punkt 6: Det är brådskande att svensk praxis anpassas för att inkludera ekonomisk hållbarhetskrav vid tillståndsprövning av havsbaserad vindkraft.

Mellan 2018 och 2023 har VJ bevakat sju (Parkerna Utposten 1, Utposten 2, Storgrundet, Gretas Klackar 2, Gretas Klackar 1, Eystra Salt, Lambda) tillståndsprocesser för havsbaserad vindkraft utanför Gävleborgs kust. I samtliga fall saknas det grundläggande information och analys av projektets ekonomiska hållbarhet.

Baserat på punkter 1-5 ovan yrkar VJ att tillstånd för miljöfarliga projekt som baserar sig på ekonomiskt ohållbara antaganden inte kan uppfylla hållbarhetskraven som ställs under Miljöbalken.

Bevis på **att viktiga minimikrav om ekonomisk hållbarhet är uppfyllda är en nödvändig förutsättning för att projektet ska kunna anses hållbart enligt Miljöbalken.**

VJ yrkar att Svea hovrätt medverkar till att svensk praxis anpassas till att hänsyn tas till frågan om ekonomisk hållbarhet vid prövning av havsbaserade vindparker.

Frågan är brådskande. Många miljarder av offentliga pengar, inte minst från Europeiska Investeringsbanken som är huvudfinansiären i Markbygden Ett projektet- har investerats i havsbaserad energi med utgångspunkt att havsbaserad vindkraft är hållbar. I september 2023 varnade europeiska revisionsrätten, EU-Institutionen som är väktaren av EU:s finanser, för att EU Kommissionen kan ha dragit förhastade slutsatser.

”*Den planerade utbyggnaden av havsbaserad förnybar energi innebär hållbarhetsutmaningar … EU:s blå revolution bör inte drivas igenom till vilket pris som helst: den havsbaserade förnybara energin får inte ge betydande sociala eller miljömässiga skador”*

Europeiska Revisionsrätten, september 2023

(se bifogad **Bilaga C** för källor och vidare information).

Slutsats

- VJ yrkar att ekonomisk hållbarhet är ett nödvändigt kriterium för bedömning av övergripande hållbarheten i en tillståndspliktig miljöfarlig verksamhet. En **miljöfarlig verksamhet som går i konkurs är inte hållbar.**

- Vid tillståndsprövning av storskalig havsbaserad vindkraft är granskning av projekt enligt väldefinierade krav (ekonomisk bärkraft, skötsamhet, finansiell styrka mm) standard praxis i Europa.

- Sverige skiljer sig markant från övriga länder. Det ställs inga krav om att ekonomisk **information** angående ekonomisk hållbarhet ska redovisas i MKB. Ansökan granskas inte heller av någon myndighet med ekonomisk kompetens. Det ställs inga minimikrav på verksamhetsutvecklaren om ekonomisk **skötsamhe**t, ekonomisk **bärkraft**, finansiell **styrka**, **erfarenhe**t, **kompetens**. Trots säkerhetsskyddslagen ställs i praktiken inga krav om ägandet av ett samhällsviktig projekt.

- Man kan vidare fundera över rimligheten att svensk lag och praxis **ställer hårdare ekonomiska hållbarhetskrav på att driva en uteservering än en miljöfarlig verksamhet** såsom vindkraft till havs.

- Med tanke på de **stora värden som står på spel både för miljön och svenska samhället är det brådskande att svensk praxis tar hänsyn till frågan om ekonomisk hållbarhet** i syfte att skydda svenska samhället från asymmetriska konsekvenser när tillståndspliktiga miljöfarliga verksamheter hamnar i ekonomiskt trångmål eller konkurs. **Därför yrkar VJ att Svea hovrätt medverkar till att svensk praxis anpassas till att hänsyn tas till frågan om ekonomisk hållbarhet vid prövning av havsbaserade vindparker.**

4.3 Lokalisering av vindpark Storgrundet

Hur är det nya tillståndet jämfört med det nuvarande?

I domstolens bedömning av verksamhetens tillåtlighet står det sidan 145 i domen: *”Bolaget har redan ett lagakraftvunnet tillstånd som omfattar en stor del del av det område på vilket tillstånd nu söks. Bolaget har även ett tillstånd från Energimarknads-inspektionen avseende anslutningsledningar. Syftet med föreliggande ansökan är att etablera en verksamhet med färre men större och mer effektiva vindkraftverk som medför ett bättre resursutnyttjande av området.”*

Det nuvarande tillståndet från 2011 enligt MÖD 2011-06-23 i mål M 8211-10 består av 70 vindkraftverk med totalhöjden max 180 m höjd. Maximal installerad effekt 265 MW. Det vill säga i genomsnitt 3,8 MW per vindkraftsturbin.

Enligt aktbilaga 535 i mål M 1569-21, Verksamhetsbeskrivning 8b och bild 12, 13 och 14 kommer varje fundament ta i anspråk en havsbottenarea mellan 3 600 och 6 500 kvadratmeter beroende ifall det blir monopile, gravitations eller fackverksfundament. Totalt anspråkstagen havsbottenarea blir mellan 183 600 och 331 500 kvadratmeter. Detta ska jämföras med den maximalt tillåtna arean på 700 kvadratmeter per vindkraftverk (totalt 49 000 kvadratmeter) enligt det lagakraftvunna tillståndet. Anspråkstagen havsbottenarea kommer att utökas cirka 4 till 7 gånger.

Även Länsstyrelsen försöker göra en bedömning av resursutnyttjande med det nya tillståndet jämfört med det nuvarande tillståndet i aktbilaga 414 i mål M 1569-21, daterad 2023-02-22, i mål M 1569-21:
”Om vindkraftsparken anläggs enligt denna ansökan ger det ett större tillskott av förnybar energi med färre antal verk. Med högre verk används de ingående resurserna på ett mer effektivt sätt. Även den totala ytan för fundament minskar då antalet verk blir färre men högre vilket leder till att mindre bottenyta kommer att tas i anspråk i förhållande till andelen förnybar elproduktion jämfört med tidigare tillstånd.”

Länsstyrelsen har räknat fel. Enligt det nya tillståndet kommer anspråkstagen havsbottenyta vara mellan 180-325 kvadratmeter per installerad MW att jämföra med lagakraftvunna tillståndets 185 kvadratmeter per installerad MW. I anspråkstagen havsbottenarea per installerad MW kan bli 75 % större än det nuvarande tillståndet beroende på val av fundament.

Den nya vindparken Storgrundet kommer ta i anspråk mycket större havsbottenarea per fundament, mycket större total havsbottenarea och ha mycket större miljöpåverkan än det lagakraftvunna tillståndet.

STOAB har analyserat lämplig lokalisering för den tilltänkta elkraftsproduktionen bestående av 51 vindkraftsturbiner av storleken 20 MW per enhet.

Av underlag som är redovisade i domstolen anser VJ att det saknas underlag som bevisar slutsatsen sidan 145 i domen: *”Syftet med föreliggande ansökan är att etablera en verksamhet*

med färre men större och mer effektiva vindkraftverk som medför ett bättre resursutnyttjande av området."

Det är inte självklart att en installation av högre elproduktion automatiskt medför bättre resurs-utnyttjande av samtliga aspekter inom området. Ifall analysen skulle beröra bara resursutnyttjande av havsbottenarea så är slutsatsen det motsatta.

STOAB har redovisat lokaliseringsanalys i aktbilaga 4 mål M 1569-21 i ansökan kapitel K 1.5, MKB kap 5 och komplettering MKB, aktbilaga 31 och aktbilaga 139 och 164.

STOAB skriver i sin ansökan:*"lokalisering är vald med hänsyn till att ändamålet ska kunna uppnås med minsta intrång och olägenhet för människors hälsa". "Ingår i översiktsplanerna för Gävle och Söderhamns Kommun."*

Är översiktsplanerna fortfarande korrekta?

Vindkraftsplanen för Söderhamns kommun är från 2014. I den planen finns vindkraftverk som är 90 m.ö.h. respektive 120 m.ö.h. och bristande helhetsbedömning av möjliga potentiella vindkraftsparker. Gävle kommun har inte gjort någon egen vindkraftsplan utan hänvisar till Havs- och vattenplanen. Någon helhetsbedömning, med hänsyn till möjligheten att bygga vindkraftsparkerna längre ut från kusten, har ingen av kommunerna gjort i nutid.

Vid kommunfullmäktigemötet för Söderhamns kommun 2023-11-27 sa kommunalråd John-Erik Jansson att översiktsplanen från 2014 ska revideras.

STOAB:s förslag till lokalisering av vindpark Storgrundet verkar vara baserad på föråldrad åsikt att den ska etableras nära kust där det är lägre vattendjup.

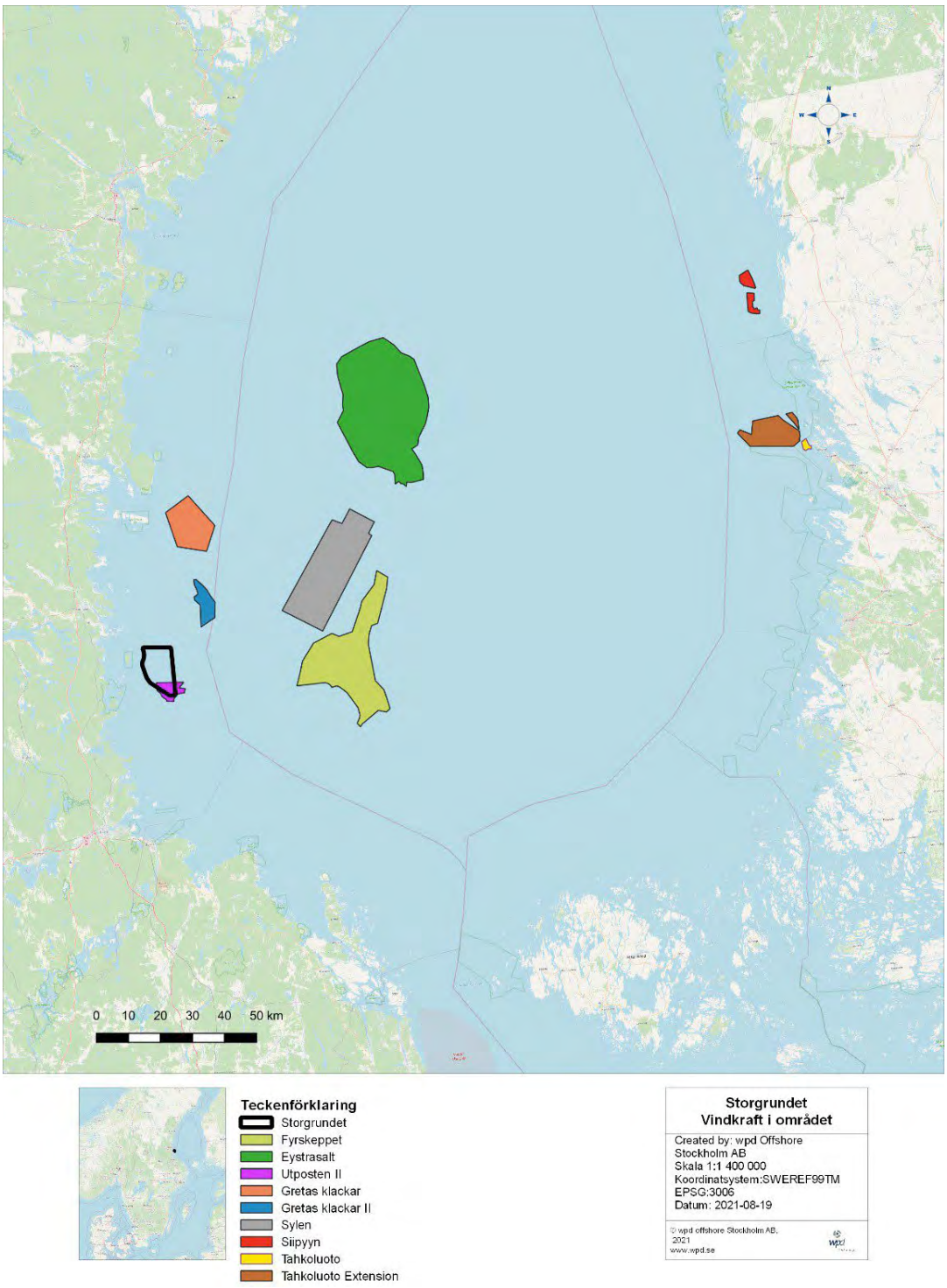
Såsom VJ uppfattar så säger lagen:

- En havsbaserad vindkraftspark bör etableras där den ur miljösynpunkt ger minsta intrång och olägenhet. En ansökan om tillstånd som inte innehåller en MKB där alternativa platserredovisas ska inte accepteras av prövningsmyndigheten (6 kap. 1 och 7 § MB samt 19 kap. 5 § MB).

- En verksamhet som tar mark- eller vattenområde i anspråk ska lokaliseras till en plats som är lämplig med hänsyn till att ändamålet ska kunna uppnås med minsta intrång ocholägenhet för människors hälsa och miljön (2 kap. 6 § MB).

- Hushållningsbestämmelser med mark och vatten föreskriver att stora områden som är opåverkade eller nästintill opåverkade av exploatering eller andra ingrepp i miljön så långtsom möjligt ska skyddas mot åtgärder som kan skada områdets karaktär. Områden som är särskilt känsliga från ekologisk synpunkt ska skyddas mot åtgärder som kan skada naturmiljön (3 kap. 1–3 § MB).

Lokaliseringsstudien behöver utgå utifrån de ur miljösynpunkt mest lämpliga områdena samt de områden som minimerar konflikt med andra intressen. Den kan inte begränsas på arbiträra grunder. STOAB har sammanställt i sin komplettering till MKB, aktbilaga 31 i mål M 1569–21, sid 8, en överskådlig bild av de aktuella projekten i det aktuella området.



Figur 1. Vindkraftsprojekt i Bottenhavet (4C Offshore, 2021) bakgrundskarta: © OpenStreetMaps bidragsgivare).

Av Figur 1 ovan framgår de aktuella kustnära projekten Storgrundet, Utposten 2, Gretas Klackar 1 och Gretas Klackar 2. På bilden ***saknas*** aktuella Utposten 1 (enligt hemsida 2023-10-19 SveaVind Offshore, ”vilande”).

Av Figur 1 framgår även de aktuella vindkraftsprojekten som ligger 50–70 km från kusten, Eystrasalt, Fyrskeppet och Sylen. Dessa vindparker har potential att producera mycket mer elektricitet per vindpark och ger samtidigt mycket mindre intrång och olägenhet för människors hälsa än den föreslagna vindparken Storgrundet.

Regeringen[1] uttalar sig 2023-10-05 att Länsstyrelsen Gävleborgs län i bereder för närvarande tillståndsansökan för vindpark **Eystrasalt Offshore AB** och att SGU ska bereda ansökningar för undervattenskablar till vindpark Eystrasalt. Eystrasalt ligger ca 60 km från kusten.

Regeringen har gett 2023-10-05 Länsstyrelsen Uppsala län i uppdrag att bereda tillståndsansökan för vindpark **Fyrskeppet Offshore AB.** Vindpark Fyrskeppet ligger ca 50 km från kusten.

Svea Vind Offshore AB[2] beräknar att en tillståndsansökan ska vara lämnad till Regeringen för **Vindpark Sylen** våren 2024. Sylen ligger ca 45 km från kusten.

Skyborn skrev i samrådsunderlaget för **Fyrskeppet** enligt hemsidan 2022-03-11 sidan 3[3]: ”*Med de goda vind och bottenförhållanden, goda anslutningsmöjligheter till elnät och begränsad påverkan på miljön, finns det stor potential att realisera den havsbaserad vindkraftparken Fyrskeppet.”*

En lokalisering av en vindpark längre ut från kusten jämfört med en kustnära lokalisering har många fördelar för människor i närområdet, yrkesfiskare, fåglar, marina däggdjur och turism.

Det saknas i ansökan en mer utförlig analys av alternativ lokalisering av motsvarande elproduktion som är tänkt från vindpark Storgrundet. Slutsats borde vara att den tilltänkta elproduktionen vid Storgrundet kan ersättas med elproduktion längre ut till havs.

Naturvårdsverket har i aktbilaga 82 i mål M 1569-21 skrivit: *”att det av Storgrundet berörda kustavsnittet utgör det största sammanhängande skärgårdsområdet i södra Bottenhavskusten. Orördheten är ett av värdena som särskilt pekats ut som grund för riksintresse för naturvården enligt 3 kap 6 § miljöbalken. Områden med låg mänsklig påverkan är särskilt viktiga att värna idag eftersom de blir alltmer ovanliga i ett modernt samhälle. Naturvårdsverket anser mot bakgrund av detta att vindkraftsetableringen riskerar att medföra en påtaglig skada på riksintresset.”*

STOAB skriver i aktbilaga 139 sid 17 i mål M 1569-21 ”någon påverkan av betydelse inte bedöms uppkomma”

---

[1] Pressmeddelande från Klimat- och näringslivsdepartementet, **Nya beslut om beredning av ansökningar om utbyggnad av havsbaserad vindkraft.** Publicerad 05 oktober 2023 **Referens 4.3.1**

[2] Vindpark Sylen -Samrådsunderlag för avgränsningssamråd med länsstyrelsen i Gävleborg, 2023-02-03, sid 99**, Referens 4.3.2**

[3] Samrådsunderlag Fyrskeppet 2022-03-11 sid 3 **Referens 4.3.3**

Den sökande tar inte hänsyn till den påverkan som utgörs av buller, infraljud och visuellt både dag och natt.

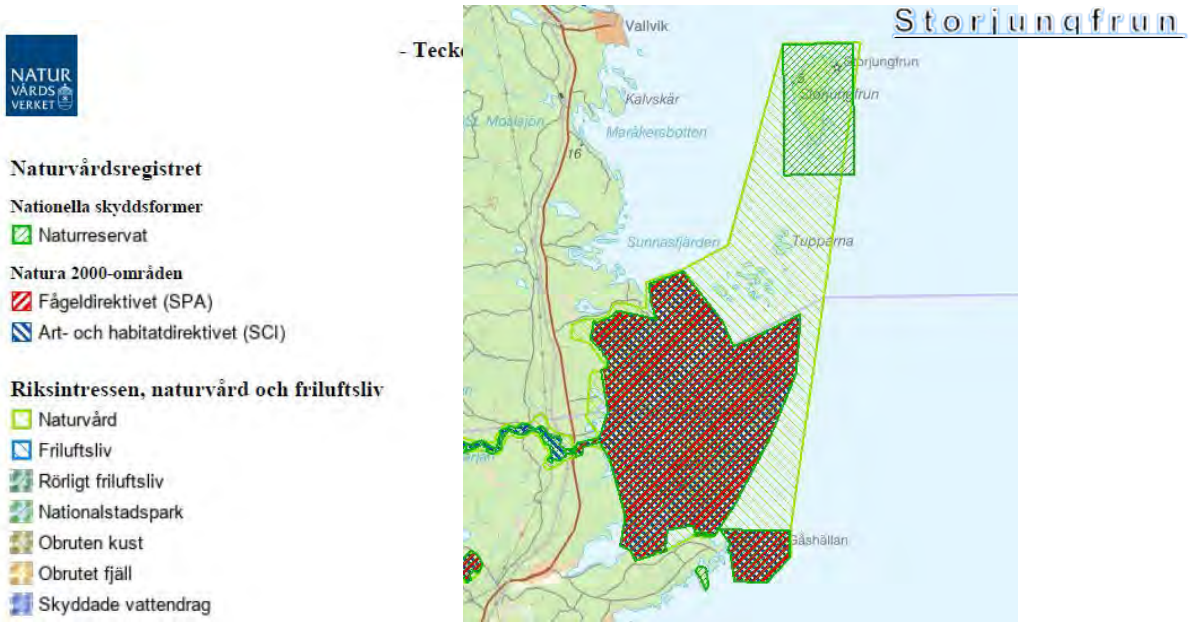
Ansökan lyfter inte fram de fördelar som Eystrasalt och Fyrskeppet har jämfört med vindpark Storgrundet. Är det orsakat av att regeringen vid det aktuella tillfället när ansökan skrevs gett Svenska Kraftnät i uppdrag att utreda möjligheten att Svenska Kraftnät anlägger och ansvarar för elledningar ända fram till vindkraftsparken[1] ?.

Detta skulle ha betytt en markant ökad lönsamhet för projekten Eystrasalt och Fyrskeppet som ligger längre ut till havs. Kanske ville STOAB av taktiska skäl förminska fördelarna med projekten Eystrasalt och Fyrskeppet jämfört med Storgrundet?

Vindkraft ska inte byggas i skyddade områden eller områden med höga naturvärden. Detta inkluderar bland annat Natura 2000-områden, naturreservat, nationalparker, biotopskyddsområden,riksintresse obrutna fjäll, skogliga värdekärnor, nyckelbiotoper samt viktiga fågel- och fladdermusområden.

Havs- och Vattenmyndigheten[2] påpekar att området Storgrundet bör även fortsättningsvis präglas av: *Höga naturvärden: Däggdjursområde. Fisklekområde. Revmiljö.*

Några exempel på skyddsvärda områden som berörs av vindkraftsparken Storgrundet är naturreservatet Storjungfrun 5 km bort, naturreservatet Axmar 6 km bort, Lilljungfrun 9 km bort, naturreservatet Stenöorn 12 km bort, Natura 2000-området Axmar-Gåsholma 6,5 km bort. Detta beskrivs av en kartbild från Naturvårdverkets kartjänst[3] 2021-10-10:



[1] Promemoria Regeringskansliet, Minskade anslutningskostnader för elproduktion till havs, 2021-02-02 **Referens 4.3.4**
[2] Förslag till ändrade havsplaner för Bottniska viken, Östersjön och Västerhavet Samrådsversion (dnr 2168-23, 2023-09-14 **Referens 4.1.1**
[3] http://skyddadnatur.naturvårdverket **Referens 4.3.5**

I domstolens bedömning av verksamhetens tillåtlighet kan läsas i domen sidan 148:*”Mark- och miljödomstolens bedömning är platsen för exploateringen är gynnsam utifrån den teknik som kommer att vara tillgänglig för tidpunkten för den tänkta byggstarten. Havsdjupet och bottenförhållandena innebär att ingen av exploateringens faser på ett oacceptabelt sätt stör djur- och växtliv ovan eller under havsytan.”*

VJ anser att domstolens bedömning saknar underlag:

- den teknik som domstolen åsyftar finns inte tillgänglig ännu. Vindkraftsturbiner av storleken 20 MW och totalhöjden 290 finns idag endast på ritbordet.
- SGU skriver (angivet i domen sidan 57): "*den planerade verksamheten innebär åverkan på havsbotten, i form av bland annat borrning, plöjning, spolning eller liknande och kommer medföra att sediment rörs upp och sprids och att vattnet grumlas, med risk för påverkan på biota. Om sediment innehåller miljögifter riskerar dessa att remobiliseras och påverka biota. Bolagets områdesbeskrivning över föroreningar i sediment samt underliggande rapport beskriver att Bolaget låtit utföra en undersökning av miljögiftsinnehållet i sediment på fyra platser inom området.”*

I domstolens bedömning av verksamhetens tillåtlighet skriver domstolen i domen sidan 149: *”I närområdet finns också Natura 2000-området Axmar – Gåsholma samt det utpekade riksintresset Axmarkusten. I de utpekade riksintressena ingår bland annat ön Storjungfrun. Domstolen bedömer att någon påverkan av betydelse inte kommer att uppkomma då området är beläget närmare sju kilometer från verksamhetsområdet. Den bullerpåverkan som kommer att uppstå liksom påverkan från sedimentspridning måste bedömas som obetydlig.”*

Vad VJ uppfattar så föreskriver både miljöbalken och art- och habitatdirektivet att vid en prövning av påverkan på ett Natura 2000-område ska hänsyn tas inte bara till den ansökta och redan etablerade verksamheter utan även planerade verksamheter. Vid bedömningen ska hänsyn tas till kumulativa effekter från samtliga planerade verksamheter.

Domstolen redovisar inte vad som gör att ett avstånd på 7 km mellan vindpark Storgrundet och Natura 2000-området betyder att någon påverkan av betydelse inte kan uppkomma.

Kan även nämnas att avstånd till naturreservat Storjungfrun är ca 5 km enligt aktbilaga 535 i mål 1569-21, Omgivningsförhållanden 8a och sid 6.

Den beviljade lokalisering av vindpark Storgrundet kommer att ha mycket större påverkan på Natura 2000-områden, riksintressen och naturreservat än det lagakraftvunna tillståndet.

Vindpark Storgrundet som STOAB vill bygga är mycket stor i förhållande till den känsliga kustmiljön. Nedanstående tabell visar tydligt att nya vindparker med en installerad effekt av storleken 1 GW eller mer etableras längre ut från känsliga kustmiljöer.

Vindpark Storgrundet ligger 5 km från naturreservat Storjungfrun, 6-7 km från närliggande öar och 13-15 km från närmaste kust.

Ifall Svea hovrätt godkänner ett tillstånd för vindpark Storgrundet så kommer den vindparken med storlekeken 1 GW vara närmare kusten än någon av de vindparker som planeras i Europa.

Havsbaserad vindkraftpark Tillståndgivna parker	Status	Datum	Effekt MW	Antal	MW per verk	Total höjd m	Avstånd kust km	Ägare
Storbritannien (1 GW eller större)								
Hornsea One	I bruk	2019	1 218	174	7,0	190	120	Orsted
Hornsea Two	I bruk	2022	1 386	165	8,4	200	89	Orsted
Dogger Bank A	I bruk	2023	1 200	95	13,0	260	130	SSE 40%, Equinor 40% Vårgrönn 20%
Seagreen	I bruk	2023	1 075	114	10,0	204	27	Total 51%, SSE 49%
Dogger Bank B	Byggnation	2024	1 200	95	13,0	260	130	SSE 40%, Equinor 40% Vårgrönn 20%
Sofia	Byggnation	2026	1 400	100	14,0	262	195	RWE
Storbritannien- snitt			1 247	124	10,9	229	**115**	
Tyskland (inga > 1 GW; parker > 900 MW)								
Nordlicht 1/ N 7.2	Finansiering	2027	980	na	na	na	85	Vattenfall
Borkum Riffgrum 3	Byggnation	2025	913	83	11,0	297	65	Orsted, Glenmont
Gennaker	Finansiering	2026	927	103	9,0	248	15	WPD
EnBW He Dreiht	Byggnation	2025	960	64	15,0	260	110	EnBW, Allianz, AIP, Norges Bank
Tyskland- snitt			945	83	11,7	268	**69**	
Holland (inga > 1 GW; parker > 700 MW)								
Hollandse Kust (Zuid) I&II	I bruk	2023	770	70	11,0	225	18	Vattenfall (50%), BASF (24%), Allianz (25%)
Hollandse Kust (Zuid) III&IV	Byggnation	2023	770	70	11,0	225	36	Vattenfall (50%), BASF (24%), Allianz (25%)
Hollandse Kust (Noord) V	Byggnation	2023	759	69	11,0	225	18	Shell (80%), Eneco (20%)
Hollandse Kust (West) VI	Tillståndsgiven	2026	756	54	14,0	> 300	53	Shell (80%), Eneco (20%)
Hollandse Kust (West) VII	Tillståndsgiven	2026	760	na	na	na	53	RWE
Holland- snitt			766	70	11,0	225	**24**	
Frankrike (1 GW eller större)								
Centre Manche 1 (AO8) Normandie	Tillståndsgiven	2031	1 081	47	23,0	260-300	33	EDF Renewables, Maple Power
Frankrike- snitt			1 081	47	23,0	260-300	**33**	
Danmark (1 GW eller större)								
Thor	Tillståndsgiven	2027	1 008	72	14,0	260-300	25	RWE
Danmark- snitt			1 008	72	14,0	260-300	**25**	
Avstånd till kust- genomsnitt alla länder (km)							**71**	
Avstånd till kust- genomsnitt alla länder (km)- total höjd **< 260 m**							**46**	
Avstånd till kust- genomsnitt alla länder (km) - total höjd **> 260 m**							**88**	

Källor: Wikipedia https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_offshore_wind_farms; hemsidor resp. vindparkprojekt

Källor till de olika parkerna finns i **Bilaga 3** Källor till information Europas största havsbaserade vindkraftparker (> 1 GW).

Boende på Storjungfrun har i aktbilaga 532 i M 1569-21 Skrivelse från Storjungfruns arrendatorer och öbor till KF påpekat på ett bra sätt:*”Med den senaste tekniska utvecklingen möjliggörs att placera vindkraftparker mycket längre ut till havs, och då ser vi inte någon anledning till att vi skall behöva uppoffra den unika miljön på Storjungfrun och det naturreservat som Söderhamns kommun varit med och etablerat.”*

VJ bestrider de urvalskriterier som STOAB verkar använda för sitt lokaliseringsval för vindpark Storgrundet:

1) STOAB lyfter fram äldre antaganden och analyser som inte tar hänsyn till all den tekniska utvecklingen som skett senaste åren när det gäller att bygga vindkraftparker längre ut och större djup.

2) att trenden snarare går mot etablering av allt större parker, längre ut till havs, på allt större djup vilket optimerar vindförhållanden, minimerar konflikt, och lägger grund för framtida industriella el-vätgasekosystem med export/importmöjlighet till andra nordiska länder.

3) att stora havsbaserade vindparker installeras idag längre ut från kusten för att inte förstöra den kustnära miljön. Den inriktningen är tydlig i

Storbritannien, Tyskland och Holland.

Ansökan från STOAB bagatelliserar lokaliseringsalternativ längre ut till havs.

Vindkraftsprojekten Eystrasalt, Fyrskeppet och Sylen har i jämförelse med vindpark Storgrundet:

- förutsättningar att minska intrång och olägenhet,
- potential om högre produktivitet och ekonomisk lönsamhet,
- potential att möta lokaliseringskriterier i miljöbalken på ett mycket bättre sätt.

4.4 Ekonomisk säkerhet för nedmonteringskostnader

Vision Jungfrukusten (”VJ”) anser:

- att domens punkt 26 sidan 8 *”Säkerhet för avvecklingskostnader”* är inte kompatibel med mål och krav om ekonomisk säkerhet och bygger på felaktiga siffror.

- de mål om framtida revidering av säkerhetsbelopp framstår som inte genomförbar.

- att risken är hög att en grov underskattning av säkerhetsbelopp konstituerar till en dold subventionering av projektet vilket inte bör tillåtas.

Sammanfattning av Vision Jungfrukustens synpunkter och yrkanden när det gäller ekonomisk säkerhet för nedmonteringskostnader:

- **Punkt 1:** Dokumentationen som skickades in inför huvudförhandling 7-9 juni 2023 i mål 1569-21 Storgrundet (aktbilaga 537 i mål M 1569-21) saknar en komplett kostnadsmodell. Underlaget är därför **ofullständig.**

- **Punkt 2:** STOAB har **räknat fel på sin nedmonteringskostnadskalkyl** genom att grovt underskatta en rad kostnader, bland annat fartygskostnader.

- **Punkt 3**: Vision Jungfrukustens analys bekräftas av en jämförelse med internationella kostnadskalkyler. Nedmonteringskostnader beräknas i ledande europeiska länder till ett uppemot **11 x gånger högre belopp** än vad STOAB anger för Storgrundet.

- **Punkt 4:** Det följer att ledande europeiska länder kräver mellan **3 och 11 gånger högre säkerhetsbelopp**.

- **Punkt 5:** Vision Jungfrukusten anser att det saknas en buffert för att täcka oplanerade miljöincidenter vilket strider mot krav om ekonomisk säkerhet.

- **Punkt 6:** Vision Jungfrukusten yrkar att domens paragraf 26 sidan 8 som beskriver en revidering vart femte år av säkerhetsbeloppet är varken realistisk av praktiska skäl eller kompatibel med de juridiska begränsningarna enligt Miljöbalken (24 kap 9 paragraf).

- **Punkt 7:** Att inte ställa tillräckliga krav på miljöfarliga verksamheter innebär att risker och framtida kostnader transfereras från verksamhetsutövaren till staten, samhället och miljön. Vision Jungfrukusten yrkar att nuvarande dom bör inte vinna laga kraft förrän det är juridiskt etablerat att svenska staten får subventionera havsbaserad vindkraft genom tillåtelse av otillräckliga säkerhetsbelopp.

Motivering av Vision Jungfrukustens yrkande

Punkt 1: Information är ofullständig. Till VJ:s kännedom saknas en uppdaterad och därför korrekt version av Skyborns nedmonteringsmodell (aktbilaga 427 i M 1569-21) som enligt bolaget togs fram ”i enlighet med Energimyndighetens vägledning om nedmontering av vindkraftverk”.

STOABs nedmonteringsmodell redovisas i aktbilaga 427 i M 1569-21. Modellen anger viktiga antaganden som till exempel beräknade fartygskostnader, personalkostnader, materialkostnader mm.

Några dagar innan huvudförhandlingen 7-9 juni 2023, skickades en reviderad sammanfattning av STOAB (aktbilaga 537 i M 1569-21) där uppskattade nedmonteringskostnaden höjdes 25% till SEK 314M.

Dock saknas både modellen och därmed nyckelantaganden som fanns med i aktbilaga 427 i M 1569-21.

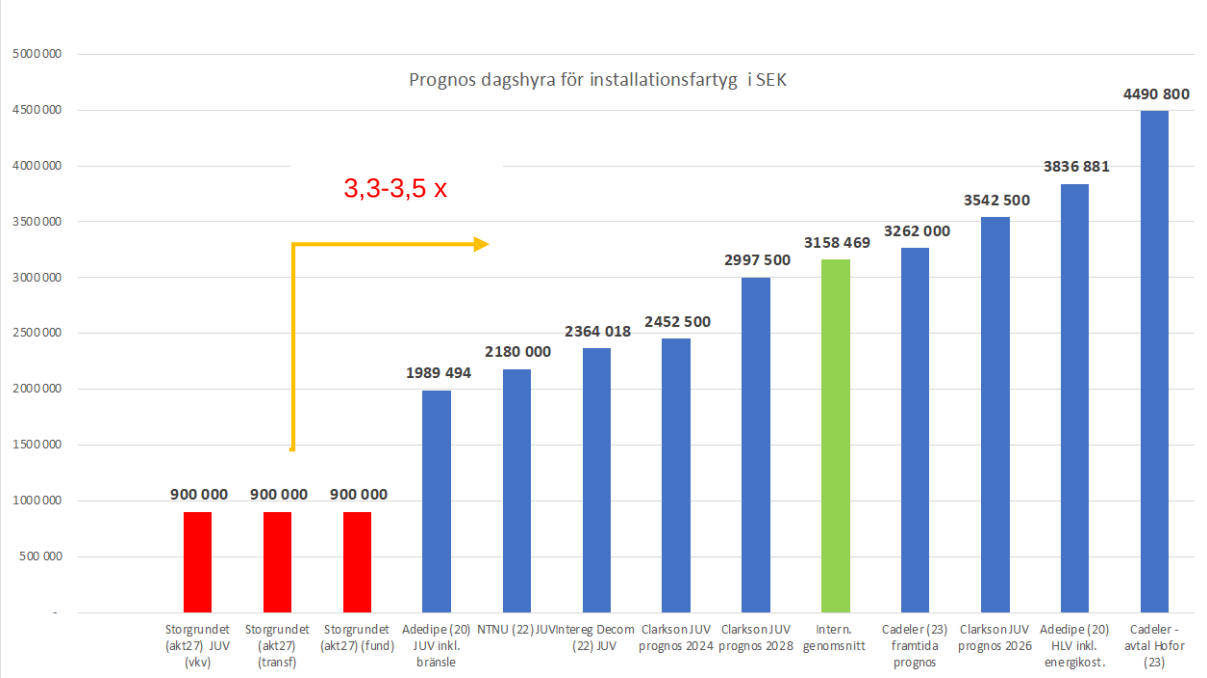
Information om nedmonteringskostnadskalkylen är därför ofullständig. VJ ifrågasätter hur Mar- och miljödomstolen kunde ta ställning till en nedmonteringskostnadsberäkning där nyckelantaganden är ofullständiga.

Punkt 2: STOAB har räknat grovt fel på sin nedmonteringskostnadskalkyl genom att underskatta en rad kostnader, inte minst dagshyran för specialiserade fartyg.

Oavsett svagheten i STOABs redovisning av antaganden anser VJ att **Skyborns resultat är orimliga**.

Fartygskostnader är en avgörande variabel för beräkning av nedmonteringskostnader och drivs primärt av **dagshyran**, dvs kostnaden att hyra ett fartyg per dygn. Även tidsantaganden, etableringskostnader, och bränslekostnader påverkar resultatet. VJ:s analys nedan fokuserar på att uppskatta dagshyran. En bred genomgång av källor visar att ett specialiserat fartyg kostar i genomsnitt USD 200-400 000/ dag, vilket konverterat i kronor är minst **3,5 x gånger mer** att hyran som Skyborn anger i sin modell.

STOABs antagande om dagshyra för specialiserade fartyg underskattas med minst 70%.



Not: Dagshyra, s.k. *Charter rate* för JUV resp HLV fartyg- exkl. etableringskostnader. Hyra exkluderar bränslekostnader. Se Bilaga 1 för källor och vidare information. FX: SEKUSD10,8; GBPSEK12,65; EURUSD: 1,02

Det är viktigt att konstatera att den verkliga skillnaden är sannolikt större än 3,5 gånger: medan dagshyran sätts exkl. bränslekostnader redovisar STOAB en fartygskostnad/ dygn som inkluderar bränsle-, mobiliseringskostnader (aktbilaga 427 sidan 4). Slående är att Skyborns totala (reviderad) kostnad för avveckling av vindkraftverk (aktbil 537 sidan 11) uppgår till SEK 950 000/ dygn, trots att den även personalkostnader. Med andra ord är Skyborns oredovisade antagande om ”ren dagshyra” lägre än SEK 900 000/ dag.

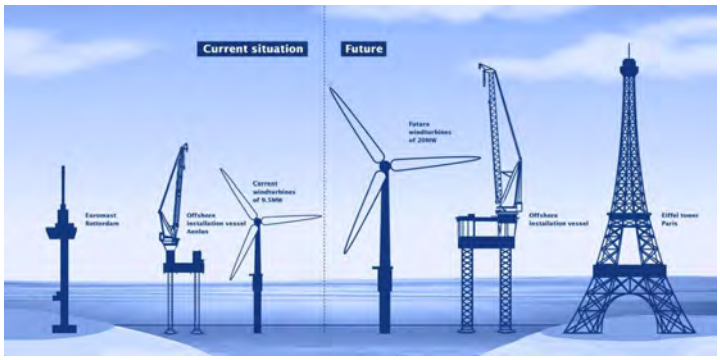
I sektionen nedan går VJ igenom steg för steg sin analys. Vidare information finns i bifogad **Bilaga 1**.

En ny generation fartyg behövs för att hantera nedmontering av moderna parker

En nedmontering av vindpark Storgrundet kräver specialiserade fartyg - WTIV (*wind turbine installation vessel*) som installerar och nedmonterar vindkraftverk och är främst *jack-up vessels (JUVs)*; WFIV (*wind foundation installation vessel*) för tyngre komponenter som fundament och transformatorstationer; främst *heavy lift vessels* (HLVs). Ett antal hybridfartyg planeras. Befintliga (och billigare) fartyg kan användas för mindre turbiner. P.g.a. snabba teknikutvecklingen har komponenternas storlekhöjd, bladlängd, vikt- blivit alltmer begränsande faktorer. När världens största park Dogger Bank (Storbritannien) anlades med 12 MW Haliade-X turbiner krävdes större och kraftfullare fartyg: *Voltaire*, världens största JUV med 3,000 ton lyftkapacitet, togs i bruk 2023[1].

[1] https://www.jandenul.com/news/largest-jack-vessel-voltaire-arrives-uk-build-largest-wind-farm-world **Referens 4.4.1**

"Wind turbines at sea are also rapidly getting bigger. In 2002 there were wind turbines of 2 MW, nowadays turbines of 14 MW are installed. The ***rotor blades are already well over a hundred metres long and the transport and installation requires larger ships****. Van Oord is investing in a new vessel to transport and install the next generation of 20 MW wind turbines".* Källa: Pieter van Oord, CEO Van Oord, 2021[1]1



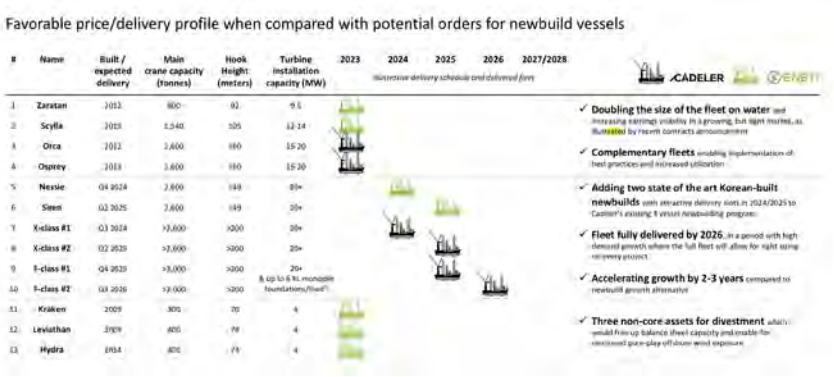
Källa: https://www.vanoord.com/en/updates/van-oord-orders-mega-ship/

Marknaden för installationsfartyg är global; priser sätts internationellt

Det finns inte någon lokal (svensk) marknad för att hyra JUV fartyg utan efterfrågan styrs internationellt. Fartyg bokas ofta över långa perioder. Enligt en presentation av världsledande aktör Cadeler-Eneti (Juni 2023)2 kan endast ett fåtal fartyg hantera 12-20 MW segmentet. Fartyg som installerar turbiner i 20+ MW klassen levereras först 2024-2026. Dessutom innebär återupptagning av olje & gas investeringar större efterfråga på installationsfartyg. Cadelers F-class fartyg är bokade till 2030. Tyska RWE har bokat 2 av världens största fartyg i 5 år.

"Belgium's Jan De Nul has fixed out its two huge new wind turbine installation vessels (WTIVs) to RWE in Germany. The utility company has taken the 21,500-dwt Voltaire (built 2022) for at least four years and the 61,000-dwt Les Alizes (built 2023) for more than five years."[1]

Källa: Källa: Tradewindsnews[3]



Källa[2]: https://www.eneti-inc.com/wp-content/uploads/2023/06/Cadeler_Eneti_Investor-Presentation_Final-16-Jun-23.pdf/

Dagshyran för installationsfartyg ligger på ca USD 200 000- 400 000/ dag

VJ har gjort en genomgång av hyror för vindenergifartyg, främst JUV fartyg, utifrån en rad olika källor: prognoser från internationella mäklare, färska installationsavtal, samt prisantaganden i internationella studier. Källor och vidare information om hyrkostnader redovisas i bifogad **Bilaga 1**.

1 https://www.vanoord.com/en/updates/van-oord-orders-mega-ship/ **Referens 4.4.2**

2 https://www.eneti-inc.com/wp-content/uploads/2023/06/Cadeler_Eneti_Investor-Presentation_Final-16-Jun-23.pdf/ **Referens 4.4.3**

3 https://www.tradewindsnews.com/offshore/jan-de-nul-charters-out-world-s-biggest-jack-up-wtiv-for-four-years/2-1-1466274 **Referens 4.4.4**

Shipbroker Clarkson Securities är **en världsledande mäklare av fartygstjänster** inom havsbaserad vind[1] Deras starka marknadsposition ger dem goda förutsättningar att ställa trovärdiga prognoser gällande framtida utvecklingen av dagshyra för installationsfartyg. Enligt Clarkson kommer dessa att uppgå till **USD 275 000- 325 000** per dag över perioden 2025-2029.

Detta bekräftas av ett antal färska avtal mellan verksamhetsutvecklare och fartygsägare:

- **Juni 2023:** ingick danska **Hofor**[2] ett avtal med **Cadeler** för en hyra på **USD 416 000** per dag
- **September 2023:** Eneti hyr ut nästa generation NG16000X installationsfartyg (JUV, levereras 2025) fr.o.m. första kvartal 2027 för en dagshyra på **USD 410,000** (210-245 dagar).

*"In 2023 and 2024, we model rates at US$225,000 per day. However, by 2025, we anticipate a significant jump to US$300,000 per day, with a further increase to US$325,000 per day by 2026… For the subsequent period 2027-2029, we model rates of **US$275,000/day**, as we expect incremental newbuild orders to help ease some of the supply-demand imbalance of the preceding years."*

Källa: Clarkson Securities, kvoterad i artikel "Turbine installation titans 'set to jack up profits'" 08 May 2023, David Foxwell, RivieraAMM[3]



BW's Cadeler charters out wind farm ship at more than $410,000 per day

Oslo-listed shipowner is using WTIV to transport and install 26 turbines for Hofor off Denmark

https://www.tradewindsnews.com/offshore/bw-s-cadeler-charters-out-wind-farm-ship-at-more-than-410-000-per-day/2-1-1435351[2]

En rad färska internationella studier, som studerar nedmontering av både äldre och moderna parker, bekräftar bilden av en dagshyra runt **USD 200 000+**/ dag:

- En EU finansierade rapport från projektet *Interreg Northsea Decom tools (2022)*[4] använder en dagshyra på ca **USD 210 000**/ dag som antagande för danska kustnära parken Horns Rev 1 (antagande GBP 178 000/ dag för JUV); mobiliseringskostnader på GBP 400 000 tillkommer.
- En studie från NTNU (Norwegian University of Science and Technology; Bruu,Thorsen, 20225) indikerar en dagstaxa på **USD 150 000- 250 000**/ dag (JUV). Mobiliseringskostnader, bränslekostnader, och hamnavgifter tillkommer.
- En forskningsstudie (Adedipe and al, 2021) använder en dagstaxa inkl. bränslekostnader för en JUV på ca **USD 175 000**/ dag (GBP 149 800); resp för en HLV (Heavy-Lift Vessel som används för fundament och transformatorstationer) på **USD 338 400**/ dag (GBP 288 900).

---

[1] https://www.clarksons.com/broking/offshore/ **Referens 4.4.5**

[2] Hofor, Greater Copenhagen Utility, ledande dansk el & vattenbolag https://www.tradewindsnews.com/offshore/bw-s-cadeler-charters-out-wind-farm-ship-at-more-than-410-000-per-day/2-1-1435351 **Referens 4.4.6**

[3] https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/turbine-installation-titans-set-to-jack-up-profits-76058 **Referens 4.4.7**

[4] https://northsearegion.eu/media/21105/cost-and-emission-analysis-of-decommissioning-og-offshore-wind-farms-using-reverse-installation-method.pdf **Referens 4.4.8**

En enkel justering av dagshyran till marknadsnivåer medför extra kostnader på SEK 400 M, dvs mer än hela uppskattade nedmonteringskostnaden för vindpark Storgrundet (SEK314M).

VJ beräknar att fartygskostnader uppgår till cirka SEK 176M. Skulle dessa revideras upp 3,5 gånger, i linje med dagshyror, skulle totala fartygskostnadsbeloppet uppgå till SEK 616M. Till detta behövs bränsle- och etableringskostnader läggas till.

⇨ Endast fartygskostnader exkl. bränsle- och etableringskostnader) för nedmontering av 1 GW park uppgår till a SEK 616M, ett dubbelt så stort belopp som STOABs hela nedmonteringskostnad (SEK 314M) och bevisar den **grova orimligheten i STOABs kalkyl**.

Vidare framstår tidsantaganden för nedmontering som orimligt optimistiska

Det finns en naturlig avvägning mellan dagshyra och hyrtid: ett modernt fartyg kan minska hyrtiden men är ofta dyrare att hyra. STOABs modell räknar med **både kraftigt rabatterad dagshyra och minimal hyrtid. Enligt STOAB kommer vindpark Storgrundet (1 GW) ta ca 140 dagar att avveckla.**

Ex1: jämförelse av avvecklingstiden för mindre, kustnära park Horns Rev 1 (Danmark, 160 MW)

Den EU finansierade Interreg Decomtools rapporten (2022)[1] analyserar den totala arbetstiden som krävs för nedmontering av Horns Rev 1. Den beräknas till ca 666 dygn, en ca **4 gånger längre tid** än vad STOAB antar för Storgrundet… trots att Horns Rev 1 är endast 1/ 6 av Storgrundets storlek. En annan källa Adedipe (2021) indikerar ca 543 dagar för en 500 MW park.

Antal dygn Avveckling	Skyborn (aktbil 537) Storgrundet 1 GW	Decomtools (2022) Horns Rev1 160 MW	Adedipe (2021 EX 500MW park/ 10 km från kust
Vindkrafterk	64	238	na
Fundament	53	248	na
Transformatorstation	8	12	na
Mast	vet ej	5	na
Internkabel	16	78	na
Exportkabel	vet ej	10	na
Erosionsskydd/återställning botten	vet ej	75	na
Summa antal dygn	**141**	**666**	**543**
Källa	Aktbilaga 537	Interreg Decomtools (22)	Adedipe (21)

Ex2: jämförelseavvecklingstid för park av liknande storlek till havs (Dogger Bank C, 1,2 GW)

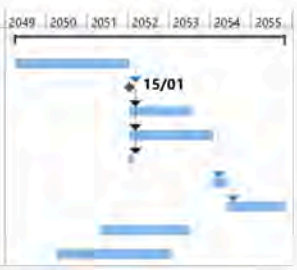
I England ingår en nedmonteringsplan i ansökan. En genomgång av Doggerbank's tidsplan[2] visar att:

- Den fysiska avvecklingsfasen (dvs exkl. för/ efterstudier) bedöms ta närmare 2,5 år dvs **drygt 900 dagar** (start jan 2052, slut juni 2054). Det **är 6,5 gånger längre tid** än vad STOAB anger för Storgrundet. Den totala tiden (inkl. för/efterstudier) bedöms ta närmare **drygt 1715 dagar**. Det är **12 gånger längre tid** än vad STOAB anger för Storgrundet.

[1] Sida 32 https://northsearegion.eu/media/21105/cost-and-emission-analysis-of-decommissioning-og-offshore-wind-farms-using-reverse-installation-method.pdf **Referens 4.4.8**

[2] Dogger BanK C decommissioning plan: https://doggerbank.com/wp-content/uploads/2021/11/LF700013-CST-DOG-PLN-0034-Dogger-Bank-C-Draft-Decommissioning-Programme.pdf **Referens 4.4.9**

ID	Task Name	Duration	Start	Finish
1	**Dogger Bank C Decommissioning Programme**	**1715 days**	**Thu 01/04/49**	**Wed 27/10/55**
2	Pre-decommissioning surveys & environmental assessments	728 days	Thu 01/04/49	Mon 15/01/52
3	Vessel mobilisation/ demobilisation	0 days	Mon 15/01/52	Mon 15/01/52
4	Removal of WTGs at Dogger Bank C	399 days	Tue 16/01/52	Fri 25/07/53
5	Removal of foundations at Dogger Bank C	532 days	Tue 16/01/52	Wed 28/01/54
6	Removal of offshore substation	28 days	Tue 16/01/52	Thu 22/02/52
7	Seabed clearance and restoration	91 days	Thu 29/01/54	Thu 04/06/54
8	Post-decommissioning surveys	364 days	Fri 05/06/54	Wed 27/10/55
9	Onshore decommissioning / disposal / waste / management	567 days	Tue 02/05/51	Wed 02/07/53
10	Decommissioning management	732 days	Fri 01/04/50	Mon 20/01/53



Källa: Decommissioning plan Dogger Bank C (**Referens 4.4.9**)

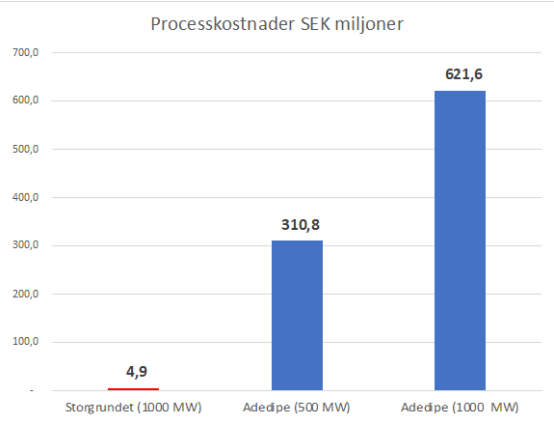
⇨ Överoptimistiska tidsantaganden för nedmontering bekräftar vidare **orimligheten i STOABs kalkyl**.

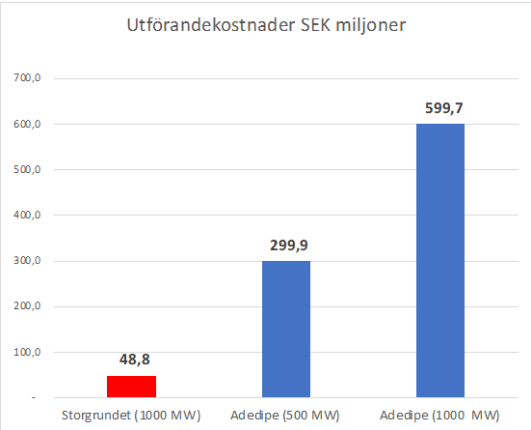
Även process- och utförandekostnader framstår som otrovärdiga

STOABs uppskattade **processkostnader** anges till ca SEK 5M (aktbilaga 573). För jämförelse uppskattar Adedipe planeringskostnader för en 500 MW park, hälften så stor som Storgrundet, till ca SEK 300M (GBP 23,4M). Det skulle motsvara uppemot SEK 600M för 1 GW park.

Vidare uppgår **utförandekostnaderna** till ca SEK 49M (aktbilaga 573). Adedipes uppskattning (logistik, återvinning) är ca SEK 286 M (500 MW), dvs uppemot SEK 580 M för 1 GW park.

=> Sammanlagt uppskattas STOABs process och utförandekostnadsnivåer till en bråkdel av Adedipes kostnadsbedömning.





Det är oklart om alla arbetsmoment har inkluderats i Skyborns modell

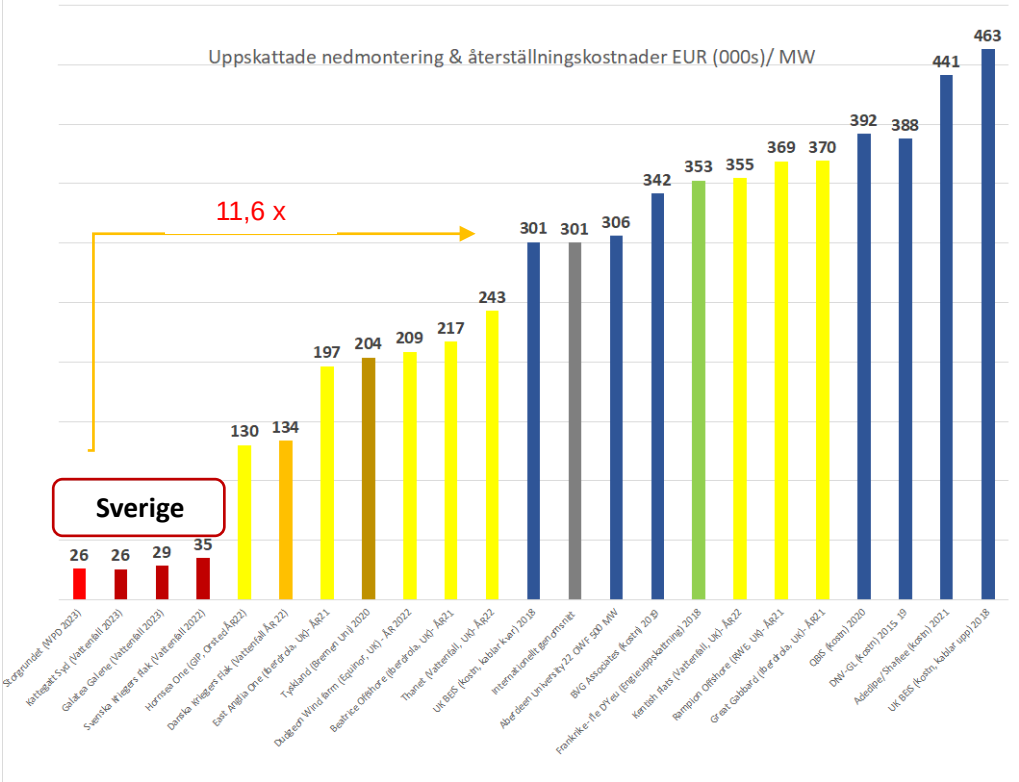
Det saknas information om vissa arbetsmoment, tex kostnader för avveckling av exportkabeln; kostnaden för tömning och hantering av miljöfarliga oljor, diesel och andra miljöfarliga vätskor, ett delikat moment som förutsätter noggrann beredskap.

⇨ STOAB rabatterar kraftigt nivån både fartygshyran (minst 70%) och tidsantaganden för nedmonteringen som enligt expertkällor är **4-12 gånger högre** än vad STOAB anger.

⇨ Det följer att själva nedmonteringskalkylen saknar trovärdighet. VJ yrkar att glädjekalkyler inte har någon plats i projekt som berör miljöfarliga verksamheter i känslig havsmiljö.

Punkt 3: En jämförelse av internationella kostnadskalkyler bekräftar att den genomsnittliga nedmonteringskostnaden är ca 10 x gånger högre internationellt.

Redan år 2020 publicerade VJ en rapport om nedmonteringskostnader inom havsbaserad vindkraft och som därefter har uppdaterats (bifogad som **Referens 4.2.14**). Den inhämtar data från en bred rad källor: 1) expertanalyser - konsulter som anlitas av vindkraftsindustrin, forskare och akademiker; 2) ledande verksamhetsutövare som enligt lag redovisar prognoser om nedmonterings- och återställningskostnader; 3) EU och nationella rapporter.



Källa: VJ rapport om nedmonteringskostnader Juni 2023 i Bilaga 3; vissa siffror i grafen har uppdaterats under hösten 2023 i takt med publicering av senaste årsrapport.

Slutsatserna är tydliga:

- Nedmonteringskostnader per MW ligger i snitt på EUR 200-400 000/ MW, i snitt **12 gånger högre internationellt** än svenska belopp inkl. Storgrundet (EUR 26 000/ MW).
- Avvikelsen är allt för stor för att kunna förklaras av geografiska eller nationella egenskaper. till exempel observerar rapporten att Vattenfall redovisar 4 gånger högre nedmonteringskostnader per MW i den danska delen av Kriegers Flak än den svenska delen, trots att båda parker har högst lika förutsättningar.
- Utan den omfattande avvikelsen är sannolikt kopplad till tillståndsprövningen och de krav (eller avsaknad därav) som ställs på verksamhetsutövare att redovisa fakta-baserade underlag.
- I Sverige har domstolarna prioriterat historisk praxis (schablonmått per verk) eftersom ingen myndighet eller domstol har tagit ansvar för att granska kostnadskalkylerna.
- Det innebär att viktiga tillstånd (Storgrundet, Kriegers Flak, Galatea, Kattegatt Syd) har givits med tillståndsvillkor som baserar sig på historisk praxis.

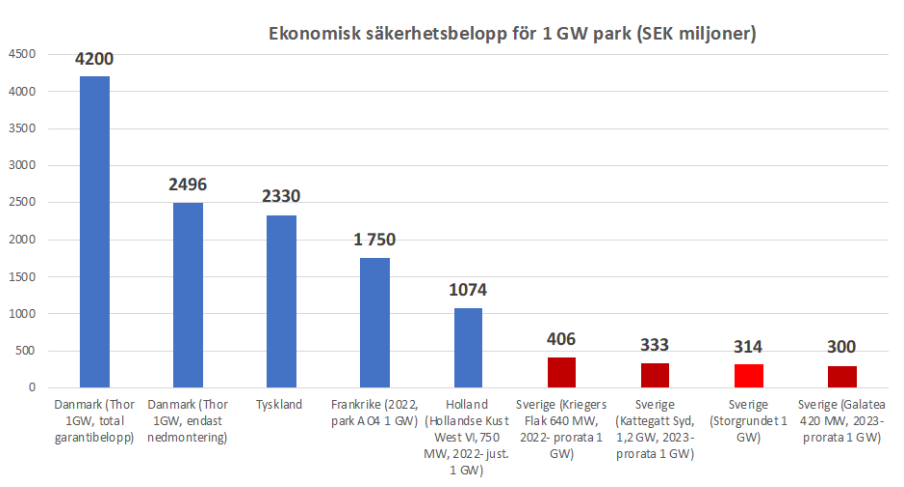
Punkt 4: Ledande länder kräver även 3 till 11 gånger högre säkerhetsbelopp.

Begreppet ekonomisk säkerhet/ garantibelopp varierar visserligen från land till land

- **Sverige** brukar en stringent definition av ekonomisk säkerhet: den ska täcka brutto-nedmonteringskostnadsbeloppet samt oförutsedda kostnader som miljöincident.
- **Frankrike** tillåter att garantin ställs ursprungligen på lägre nivåer än den uppskattade nedmonteringskostnaden av 2 anledningar: 1) en ”ekonomisk screening” av verksamhetsutövaren har genomförts – vilket minskar risk av oskötsamhet och konkursrisk 2) en inbyggd process för justering av garantibeloppet med löpande tillsyn av projektets affärsmodell och finansieringsbehov. Trots detta ligger säkerheten på ca **EUR 150 000/ MW** för aktuella (1 GW+) parker som AO4 utanför Normandie kusten.
- **Tyskland** brukar ett standardmått **EUR 200 000/ MW.**
- **Danmarks** garantibelopp täcker nedmonteringen samt straffavgifter vid försening/ avtalsbrott och ligger på ca **EUR 200 000- 300 000/ MW** för aktuella parker (Thor 1 GW).
- **Holland har ett lägre belopp ca EUR 100 000/ MW** vilket kan förklaras av en omfattande ekonomisk screening av projektet.

För vidare information, se bifogad **bilaga C** och även avsnitt 4.2 om Ekonomisk Hållbarhet.

I snitt kräver ledande europeiska länder en 3-11 gånger högre säkerhetsbelopp än Sverige



Vore Storgrundet lokaliserat i Danmark hade det krävts en ekonomisk säkerhet uppemot SEK 4 miljarder kronor, 13 gånger högre än det belopp som MMD godkände. Även Frankrike och Tyskland kräver ca SEK 2 miljarder kronor.

Angående Frankrike konstaterar VJ att STOAB/Skyborn hävdar att säkerhetsbelopp är lägre. VJ vänligen påminner att Skyborns exempel, Fécamp, rör en mindre och äldre park (496 MW, max höjd 200m) som auktionerades ut i början av 2010 talet. Sedan dess har ekonomisk säkerhet per MW tredubblats.

⇨ VJ anser att Sverige på ett omotiverat sätt blundar för internationell praxis när det gäller ekonomiska säkerhetskrav och yrkar att hänsyn ska tas till internationell praxis.

Punkt 5: VJ yrkar att det saknas en buffert för att täcka oplanerade miljöincidenter.

Den ekonomiska säkerheten skall alltid ”motsvara behovet av efterbehandling[1]” dvs 100% av brutto nedmonterings- och återställningskostnader samt täcka kostnader för miljöskador. Principen ”Polluter Pays” gäller alltid även om det gäller oplanerade miljöincidenter. Med andra ord ska säkerheten vara tillräcklig. Verksamhetsutövaren, inte samhället, skall stå för nedmonteringskostnader och miljöskador.

VJ yrkar att metodologin för beräkning av ekonomiska säkerhetsbeloppet är bristande.

Målet 1569-21 Storgrundet ett bra exempel där MMD dömer att ekonomiska säkerhetsbeloppet ställs på den nivån som motsvarar verksamhetsutövarens uppskattade nedmonteringskostnad.

Med andra ord allokeras noll kronor till att täcka oplanerade, dock möjliga, miljöincidenter.

Miljöincidenter inom havsbaserad vindkraft förekommer regelbundet och innefattar oljeläckor, bränder, kollisioner. Även mer sällsynta dock potentiellt katastrofala incidenter som exploderad ammunition eller läckta gifttunnor kan förekomma. Saneringskostnader är ofta höga i känslig havsmiljö vilket innebär att oplanerade incidenter medför kostnader som snabbt urholkar säkerhetsbeloppet.

- ⇨ VJ yrkar att beräkningen av ekonomisk säkerhet bör inkludera en buffert för oplanerade incidenter, i enlighet med Miljöbalkens mål om täckning av miljöskador.
- ⇨ Utan buffert riskerar ekonomiska säkerheten att vara otillräcklig vilket bryter mot lag och regelverk.

Punkt 6: VJ yrkar att domens paragraf 26 sidan 8 är varken realistisk av praktiska skäl eller kompatibel med de juridiska begränsningarna enligt Miljöbalken

Domen yrkar i paragraf 26 sidan 8 att en revidering av ekonomiska säkerheten ska genomföras vad 5:e år.

Domen anges inte vem som har ansvar för revidering, hur det ska genomföras eller med vilka kompetenser eller medel.

Ekonomisk säkerhet är en viktig fråga för VJ. Sedan 2021 har VJ lyft frågan om skridande behov att ansvar, kompetens och resurser i syfte att granska på ett oberoende sätt nedmonterings-kostnadsberäkningar.

Gigantiska summor, ca 100 miljarder kronor om 30 GW etableras, står på spel. I VJ.s nedmonteringskostnadsrapport 2022 redovisas VJ:s korrespondenser med Länsstyrelsen (sidor 17-22) samt JO anmälan av Energimyndigheten.

En värdefull utredning[2] angående nedmonteringskostnader gjordes 2019 av Høgskulen på Vestlandet Fakultet for Ingeniør- og Naturvitskap i Norge. Utredningens bedömning av nedmonteringskostnader är mycket högre än vad domen har fastslagit för vindpark Storgrundet.

Det framkommer i korrespondensen att det varken finns instruktioner till myndigheter, kunskap, resurser eller ambition bland myndigheter att ta itu med frågan. Utan faktum är att Energimyndigheten och Länsstyrelsen förlitar sig helt på verksamhetsutövarens uppgifter.

Enligt VJ:s kännedom planeras en regelbunden revidering av garantibelopp i ett land, Frankrike. VJ kan inte bedöma om franskt regelverk har agerat som inspiration i det här målet. I så fall är det värt att

1 Energimyndigheten Vägledning om nedmontering av vindkraftverk på land och till havs Sept 2016 s.12 **Referens 4.4.10**

2 Offshore Wind Farm Decommissioning,Henriksen_Osnes_Eiane 2019, **Referens 4.4.11**

nämna att franska prövning- och tillsynsmyndigheter har tillgång till verktyg och insyn som saknas helt i Sverige (se sektion om ekonomisk hållbarhet).

- ⇨ VJ yrkar att en revidering av ekonomiska säkerhetsbeloppet **inte är genomförbar av praktiska skäl** eftersom det saknas förutsättningar för ansvariga myndigheter att granska nedmonteringskalkyler på ett oberoende sätt.

Vidare ställer VJ frågan till Svea hovrätt huruvida en ex post revidering av säkerhetsbeloppet är kompatibel med paragraf i Miljöbalken.

En ex-post revidering av säkerhetsbeloppet beskrivs i Miljöbalken 24 kap. 5 §. Revideringen bör gälla retroaktivt. Samtidigt står det 24 kap. 9§: ”Tillståndsmyndigheten får inte med stöd av 5 eller 8 § meddela **så ingripande villkor eller andra bestämmelser att verksamheten inte längre kan bedrivas eller att den avsevärt försvåras**. Lag (2018:1407)”.

- ⇨ VJ:s analys har visat att säkerhetsbelopp för svenska vindparker måste revideras upp med miljardbelopp om det ska kunna anses tillräckliga.
- ⇨ Det är sannolikt att dessa avsättningar kan i somliga fall, inkl. Storgrundet, anses ”påverka avsevärt lönsamheten i projektet”
- ⇨ Det följer att MMD:s dom inte är kompatibel med de begränsningar som anges i 24 kap 9§ och därför sannolikt inte genomförbar.
- ⇨ VJ ber att Svea hovrätt tar ställning till frågan om ex post revidering av säkerhetsbelopp med 1) hänsyn till avtalsrätt 2) scenario där ekonomiska säkerhetsbeloppet måste justeras på så sätt att det kan antas avsevärt påverka lönsamheten och därmed utsikter för verksamheten.

Punkt 7: Att inte ställa tillräckliga krav på miljöfarliga verksamheter innebär att risker och framtida kostnader transfereras till samhället. Frågan är om detta konstituerar en laglig subventionering av havsbaserad vindkraft.

VJ:s analys har visat att nedmonteringskostnader och säkerhetsbelopp underskattas i Sverige. Det gäller parker som Storgrundet men även Kriegers Flak, Galatea-Galene, och Kattegatt Syd.
Det saknas med andra ord **mångmiljardbelopp** i form av ekonomisk säkerhet.
Detta gynnar verksamhetsutövaren ekonomiskt: lägre säkerhetsbelopp minskar kapitalkrav, ökar utrymmet för skuldsättningen, eliminerar kostnader kopplade till garantibeloppet, förbättrar projektets avkastning om nedmonteringskostnaden underskattas, vilket är sannolikt.
När underskattningen av ekonomiska säkerheten ”systematiseras” med hjälp av en tillståndsprövning som utgår utifrån historisk och förlegad praxis snarare än utifrån granskade kalkyler bör 2 frågor ställas:

- huruvida ett sådant *modus operandi* konstituerar en dold subventionering av svensk havsbaserad vindkraft.
- huruvida det finns en legal bas för sådan subventionering.

VJ yrkar att Svea hovrätt:

- **beslutar att prövning av domen bör vara vilande tills det är juridiskt prövat att svenska staten får subventionera havsbaserad vindkraft genom att systematiskt tillåta otillräckliga säkerhetsbelopp.**

- **medverkar till att svensk praxis anpassas till att inkludera all kunskap som finns tillgänglig vid fastställande av ekonomisk säkerhet för havsbaserade vindparker.**

4.5 Oförutsedda skador

I domen sidan 11, oförutsedd skada står det: *”Anspråk på ersättning med anledning av oförutsedda skador av vattenverksamheten fastställs till tio (10) år från arbetstidens utgång.”*

I domen sidan 139 står det*:” I den mån det skulle uppkomma någon skada på enskilda intressen till följd av vattenverksamheten prövas en konstaterad skada i särskild ordning enligt miljöbalkens regler om oförutsedd skada.”*

En begränsning till 10 år vore fel när skador kan ske under hela tillståndperioden.

Problem med oförutsedda skador och miljöincidenter

Miljöincidenter inom havsbaserad vindkraft förekommer regelbundet och innefattar oljeläckor, bränder och kollisioner mellan fartyg.

Vem ska ersätta om delar från ett vindkraftverk lossnar och resulterar till personskador, materiella skador på förbipasserande båtar och fiskefartyg, skador på nät med mera?

Vem ska ersätta vid oljeläckor från vindkraftsturbiner?

Vem ska ersätta skador som sker efter år 11, 12 … 24 och år 45?

Vissa risker går att hantera. Andra risker är svårbedömda idag men kan få stora konsekvenser.

VJ anser att:

- Oförutsedd skada, omfattning och tidpunkt kan vara svår att identifiera, till exempel gällande undervattensdefekt (till exempel sprickor) eller spridning av invasiva arter.
- Enligt miljöbalken bär verksamhetsutövaren ansvar för eventuella skador och olägenheter under hela tillståndsperioden. Först när nedmonterings- och återställningsarbeten är godkända upphör verksamhetsutövarens ansvar.
- Tiden för anmälan av anspråk gällande oförutsedd skada bör förlängas från 10 år till 45 år då vindparksanläggningen är helt avvecklad och naturen återställd i samråd med tillsynsmyndigheter. Oförutsedda skador kan uppkomma under hela livscykeln för vindparken.
- Hänsyn bör även tas till att tillståndsprövningen gäller både miljöfarlig verksamhet och vattenverksamhet.

4.6 Ljud/ buller orsakad av vindpark Storgrundet

I domen sidan 148 kan läsas angående ljud/buller från vindpark Storgrundet: *”Mark- och miljödomstolens bedömning är att störningar på människors hälsa och livsmiljö blir obetydlig med anledning av avståndet till bebyggelse och den valda lösningen på teknik och utformning av parken. Domstolen kan konstatera att den största risken för påverkan från vindkraft är buller kommer att vara låg.”*

I domen Sidan 156 står det*: Ljud/buller*
”Det beräknade ljudnivån vid närmaste byggnation och de närmaste öarna kommer att vara betydligt under Naturvårdsverkets riktvärden. Mark- och miljödomstolens bedömning är att de förväntade ljudnivåerna inte påverkar människors hälsa eller upplevelsen av naturvärdena nämnvärt. Domstolen väljer ändå att föreskriva villkor om ljud under anläggningsskedet och driftsskedet för att säkerställa att omgivningspåverkan från buller inte överskrider Naturvårdsverkets riktvärden”

VJ har en helt avvikande åsikt till STOAB som framgår av sida 78 i domen:
”Analyser av ljud (buller) och visuell påverkan är bristfälliga. Vindkraftsparkens påverkan kan vara mycket större än det som påstås i ansökan. Redovisade bullersiffror baseras på sekretessbelagt material och konsulten Akustikkonsulten i Sverige kan inte garantera redovisade ljuddata.”

VJ anser att bedömning av den miljöpåverkan på omgivningen som utgörs av buller är kritisk del i miljökonsekvensbeskrivningen.

Mycket arbete har använts av STOAB för att göra bedömningar av vad aktuell bullernivå kan bli utan att ifrågasätta faktaunderlaget som används för alla beräkningar.

Alla bullerberäkningar av STOAB är baserade enligt aktbilaga 507 i mål M 1569-21 Bilaga B och sida 8:

”Datum: 2023-05-17
Projekt: Vindpark Storgrundet Offshore
Vindkraftverk Reglerinställning
GE Haliade-X 12 MW Normal Operation
Ljudeffektnivå, LwA [dBA] 115,0
Referens ljuddata: Information om ljudeffektnivå och frekvensspektrum i 1/3-oktavband har antagits från leverantörens dokument *WT_Noise_Emission_17_054 = Gxxx & EWA201_Rev02_EN* daterat 2018. Ljudeffektnivån motsvarar angiven ljudeffektnivå för reglerinställning "Normal Operation".
Dokumentet är sekretessbelagd av General Electric Company (GE) och frekvensdata får därvid ej redovisas. Dokumentet har erhållits av bolaget.
Information om ljuddata
Beräkningar gäller utifrån de använda ljuddata, ljudeffekt samt frekvensspektrum. Dessa ljuddata garanteras inte av Akustikkonsulten i Sverige AB. ”

Av ovanstående underlag framgår inte ifall den bedömda ljudeffektsnivån av General Electric Company (GE) är teoretiskt bedömd, simuleringsresultat eller finns det några aktuella mätningar som visar på den aktuella bullernivån. Aktuella mätningar borde verifierats med mätprotokoll av en opartiskt part. Det är även oklart under vilka förutsättningar bullernivån gäller.

När informationen är hemligt så är det inte heller möjligt för en tredje part att bedöma ifall korrekt basdata använts.

Vad VJ uppfattat så ger vindkraftsturbiner olika bullernivåer beroende av vilka slutjusteringar som görs vid drift av turbinerna.

Det framgår inte i underlaget till domstolen varför alla bedömningar är baserade på en enda hemligstämplad rapport från GE.

STOAB redovisar i aktbilaga 535 i mål M 1569-21, 7a Presentation av sökanden sid 2 att ägaren till STOAB har en projektportfölj bestående av totalt 29 pågående projekt i olika delar av världen. Pågående projekt i Sverige är 5 st.

I samtliga projekt är bedömning av buller från vindparken en central del av projekten.

VJ har svårt att tro att bullerbedömningar i samtliga pågående projekt bygger på hemligstämplad material från endast en av de möjliga leverantörerna av vindkraftsturbiner.

VJ anser för övrigt att bullermodellen som STOAB redovisar har stora brister och detta har summerats i domen sida 86 och 87:
”- A-vägning är inte relevant för buller (som ju har föga likhet med sinustoner) och underskattar inverkan på människa. Andra metoder behöver användas.
- A-vägning undertrycker bland annat låga frekvenser, som från vindkraftbuller. Brister i metodik och data: Vid konsultföretagets bedömningar redovisas en genomsnittlig ljudgräns (35 dB ekvivalent nivå) per 10-minuters intervall vid boendes uteplats.

Problemet är att bullret inte är konstant utan rytmiska ljudstyrkevariationer förekommer över tid, uppkomna genom amplitudmodulering (AM). AM-buller är särskilt sömnstörande. Det förekommer inte i naturen och de drabbade lär sig känna igen det, ofta med stigande irritation som följd.
Enligt en färsk studie (Smith MG et al. 2020), “Average noise level alone is not an adequate predictor of response to WTN (wind turbine noise) and does not necessarily capture possible influences of frequency spectrum and AM”.

Infraljud respektive lågfrekventa ljud
Även inomhus kan buller vid låga frekvenser >20 Hz överstiga många människors hörseltröskel. Men ansökan förtiger att buller omkring 1 Hz plus övertoner upp till omkring 15 Hz genereras och orsakar sömnstörande amplitudmodulering (AM), typiskt i området 400–2 500 Hz (Smith and al, 2020).

Det finns indikationer att infraljud och lågfrekventa vibrationer påverkar människohälsan (t.ex funktioner hos balansorgan och Cortis organ samt sömnstörningar). Bl. a vissa däggdjur (till exempel tumlare) har beskrivits reagera negativt. Därför är det bra det redovisas modellbaserade skattningar för buller utomhus, tyvärr endast för tersoktaverna från 31,5 till 200 Hz.
Noteras bör dock att frekvenser under tersoktaven 31,5 Hz inte tagits med och att frekvenser där AM-buller förekommer inte tagits med. Hänsyn har inte tagits till bullrets karaktär av över tid varierande intensitet. Individers varierande känslighet inte nämns och att beräkningarna gäller det enkla fallet medvind.

Siffror för lågfrekvent buller inomhus uppges för tersoktaverna 31,5 till 200 Hz varvid konsultföretaget utnyttjar antaganden om fasadisolering från en studie från danska permanentbostäder. Noteras bör dock att dessa uppgifter inte är relevanta för den bebyggelse som finns på Storjungfrun samt vid eller på angränsande delar av Jungfrukusten och att konsultföretagets skattade inomhusbullersiffror utgör en underskattning.”

VJ anser att bedömning av ljud/buller av STOAB inte uppfyller de krav som finns i miljöbalken.

4.7 Samråd med särskilt berörda

Vilka är särskilt berörda när det gäller vindpark Storgrundet?

Mark- och miljööverdomstolens dom i mål M 12652-21 (2022-06-16), som även STOAB hänvisar till är mycket tydlig när det gäller definition av vad som gäller vid samråd för särskilt berörda: *”Miljöbalken föreskriver att den som avser att bedriva en tillståndspliktig verksamhet ska identifiera och samråda med enskilda som kan antas bli särskilt berörda innan miljökonsekvensbeskrivningen upprättas.*

Inbjudan till samråd bör utformas på ett sådant sätt att dessa enskilda förstår vilka störningar de riskerar att drabbas av. Särskilt berörda bör bjudas in till samråd genom direktutskick och inte endast genom annonsering. LKAB har inte uppfyllt dessa krav och denna brist kan inte åtgärdas inom ramen för den pågående tillståndsprövningen.

Det var därför riktigt av mark- och miljödomstolen att avvisa bolagets ansökan om tillstånd. Överklagandet ska därmed avslås.”

Även Högsta domstolen i mål NJA 2004 sid 590 (mål Ö1976-04) klargör på ett bra sätt vilka som är särskilt berörda: *”De av övriga klagande åberopade omständigheterna innebär att de kan tillfogas skada eller utsättas för annan olägenhet genom den planerade vattenverksamheten. Risken kan inte anses vara enbart teoretisk eller helt obetydlig. Miljödomstolens dom angår dem därmed på sådant sätt att de enligt 16 kap. 12 § MB har rätt att överklaga domen*.”

Avstånd från föreslagna Vindpark Storgrundet till närmaste bebyggelse på naturreservatet Storjungfrun är ca 8 km (själva naturreservatet Storjungfrun ligger ca 5 km från vindparken). Totalt antal berörda fastighetsägare och arrendatorer inom ett avstånd av ca 15 km är hundratal.

STOAB har i sin ansökan försökt definiera i vilken allvarlighetsgrad de särskilt berörda är av ingreppet som vindpark Storgrundet innebär och vilka störningar som resulteras av vindpark Storgrundet.

STOAB skriver i aktbilaga 4 i mål 1569-21, Bilaga T3 MKB, under rubriken 14.4 sid 178: *”Inom närzonen 0-10 km kommer vindkraftsanläggningen att vara ett mycket påtagligt inslag, som dominerar landskapet. Från den närliggande småskaliga miljön på ön Storjungfrun blir därför konsekvensen stor. Även från andra känsliga områden inom närzonen blir konsekvensen stor.”*

”Även inom mellanzonen (10-30 km) kan de utgöra ett påtagligt inslag i skärgårdslandskapet, vilket medför måttliga till stora konsekvenser.”

Om definitionerna kan läsas i aktbilaga 4 i mål 1569-21, Bilaga T3 MKB, under rubrik 14.2.2 Påverkan, sid 175:

Stor: *”Stor effekt uppstår när vindkraften dominerar totalintrycket som landskapet och dess bebyggelse tillsammans utgör. Vindkraften riskerar att påtagligt påverka landskapets skala, orienterbarhet och utblickbarhet*.”

Måttlig: *”Måttlig effekt uppstår när vindkraften påtagligt påverkar totalintrycket som landskapet och dess bebyggelse tillsammans utgör. Vindkraften riskerar att delvis påverka till exempel landskapets skala, orienterbarhet och utblickbarhet.*”

I aktbilaga 535 i mål 1569-21 (9h Rekreation, friluftsliv och fritidsfiske sid 3) påpekar STOAB: *”Möjligheten att paddla, segla, åka motorbåt och fiska inom vindparken kommer att påverkas. Det kommer sannolikt bli ankringsförbud inom vindparken*”.

I aktbilaga 535 i mål 1569-21 (Luftburet ljud sid 12) påpekar STOAB *”40 dBA ger lägre risk för negativa hälsoeffekter än riktvärden för trafikbuller”. ”Ljudnivån 35 dBA minskar ytterligare risken för negativa hälsoeffekter”.*

STOAB nämner buller men glömmer effekterna av infraljud.

Infraljud (ohörbara luftvågor <20 Hz) utbreder sig mycket långt via atmosfäriska skikt och studsar långt över vattenytor. I båda fallen övergår luftvågorna till cylindrisk ljudutbredning, där dämpningen endast är 3 dB/ dubbelt avstånd mot 6 dB/dubbelt avstånd vid normal sfärisk utbredning. Vetenskapliga rapporter visar utbredning av höga infraljudnivåer över 90 km.

Såsom argumenterat under punkten 4.6 anser VJ att påverkan av ljud/ buller kan vara mycket större än det som domen ger intryck av.

STOAB lyfter fram den visuella landskapsbilden men glömmer bort att lyfta fram den visuella påverkan även av varningsljus. Vindkraftverken skall förses med varningsljus. De aktuella vindkraftsverken kommer att ha ett fast rött ljus och ett intensivt blinkande vitt ljus. Om lysdiodbelysning används skall de dessutom ha IR ljus, för att piloter, som använder utrustning för mörkerseende, skall uppfatta ljuset då lysdiodbelysning inte syns med sådan utrustning. Beroende på verkens storlek och inbördes placering tillkommer en rad bestämmelser.

STOAB hänvisar till ett antal domstolsavgöranden i aktbilaga 535 i mål M 1569-21 när det gäller särskilt berörda men glömmer att redovisa totalhöjd och vindkraftsturbinens storlek på de installerade vindkraftsturbinerna.

Vid HD dom NJA 2012 sid 921 var det vindkraftsturbiner med totalhöjden 170 m och genomsnitt 3,6 MW stora vindkraftverk (enligt ansökan var det max 300 MW fördelat på 83 vindkraftverk). Avstånd till särskilt berörda sakägare var 11-12 km.

Vid MÖD 2008:29 var det vindkraftsturbiner med totalhöjden 120 m och 1,8 MW stora vindkraftverk. Avstånd till särskilt berörda sakägare var 8-9 km.

Vid MÖD 2008:30 var det vindkraftsturbiner med totalhöjden 120 m och 1,7 MW stora vindkraftverk. Avstånd till särskilt berörda sakägare var 7,5 km.

Påverkan av ett vindkraftverk är beroende av höjd på vindkraftsverket och och storlek på vindkraftsturbinen. Buller, infraljud, ljusverkan och den visuella påverkan beror av vindkraftsturbinens storlek. Detta har påpekats även av STOAB.

De beslutade vindkraftverken har totalhöjden 290 m och 20 MW stora vindkraftsturbiner resulterar till en mycket större påverkan på närmiljön än de av STOAB refererade vindkraftverken med totalhöjden 120-170 m och 1,7-3,6 MW stora vindkraftsturbinerna.

De 20 MW stora vindkraftsturbinerna skapar mycket mer buller, infraljud, ljuseffekter än de av STOAB refererade vindkraftverken av storleken 1,7-3,6 MW.

De 290 m höga vindkraftverken resulterar till en mycket större visuell påverkan både dag och natt än de av STOAB refererade vindkraftverken av storleken 120-170 m höjd över havsytan.

I aktbilaga 4 (M1) i mål M 1569-21 skriver STOAB att det finns inga som är särskilt berörda av det tänkta vindkraftsprojektet Storgrundet.

Ändock väljer STOAB att kontakta de boende på naturreservatet Storjungfrun som ligger ca 5 km (de boende ca 8 km) från vindpark Storgrundet. Det kan läsas aktbilaga 4 i mål M 1569-21 under punkt 4.1 (M1): *”STOAB har dock bedömt det lämpligt att brevledes skicka en särskild samrådsinbjudan till arrendatorer på den närmaste ön Storjungfrun*”.

Enligt aktbilaga 4 i mål 1569-21 kan läsas under punkten 5.4.1. (bilaga M1):

”Stugägare på Storjungfrun och Söderhamns kommun

Samrådsmöte med stugägare på Storjungfrun och Söderhamns kommun hölls den 12 oktober 2020. Söderhamns kommun deltog i egenskap av fastighetsägare på Storjungfrun. Mötet hölls fysiskt i Centrum för flexibelt lärandes lokaler i Söderhamn. På mötet deltog 12 personer från Storjungfrun, två representanter från kommunen och två representanter från STOAB. Under presentationens gång ställde deltagarna flera frågor och det fanns även gott om tid för diskussion och frågor efter presentationen. Presentation och protokoll från mötet bilägges, se Bilaga S7 respektive Bilaga S8.

Sammanfattade kommentarer från mötet
Deltagare frågade bland annat om projektets lönsamhet samt hur avvecklingen finansieras. Det kommenterades också att det är märkligt att företag som har vindkraftverk till havs inte behöver betala arrende eller liknande kompensation till kommunen. På mötet enades deltagarna om att en dialog kring ekonomisk ersättning ska fortsätta efter samrådsperioden. Deltagare frågade om det går att bygga på en mindre del av det planerade området och det kommenterades att Storjungfrun kommer hamna mitt i vindkraftparken och att vindkraftparken bör förläggas längre ut till havs.
Deltagare ställde även frågor angående ställverk och anslutningskabel, samt uttryckte oro om dessa placeras på öns södra del. STOAB svarade att detta inte är bestämt än. Stugägare uttryckte att de tycker att kommunen inte har lyssnat på dem. En kommunanställd svarade då att det är en komplex fråga, och att projektet kan ha en positiv inverkan på kommunen i form av bland annat upprustning av hamnar. Stugägare framförde även oro för grumling i vattnet, för buller och ljud. Det beslutades även att en presentation av MKB:n ska hållas under våren. Vidare efterfrågades bättre fotomontage och hinderbelysning diskuteras. STOAB meddelade att bolaget skulle återkomma med mer information om detta samt hinderbelysningsanimering. Slutligen diskuterades friluftsliv och besöksnäring kopplat till projektet och stugägare efterfrågade en rapport kring detta.”

STOAB lovade vid mötet en fortsatt dialog kring ekonomisk ersättning. Deltagarna framförde önskemål att STOAB skulle göra en rapport om hur projektet påverkar besöksnäring och friluftsliv. STOAB lovade att presentera MKB vid ett separat möte. STOAB lovade mer material runt fotomontage och hinderbelysning.

En MKB ska identifiera och beskriva de direkta och indirekta effekter som en planerad verksamhet eller åtgärd kan medföra, såväl på människor, djur, växter, mark, vatten, luft, klimat, landskapsbild och kulturmiljö som på hushållning av mark, vatten och den fysiska miljön i övrigt. Syftet är vidare att möjliggöra en samlad bedömning av effekterna på människans hälsa och miljön.

Vad VJ uppfattar har:

- STOAB valt att begränsa den utlovade dialogen angående ekonomisk ersättning till endast företrädare för den största fastighetsägaren i form av Söderhamns kommun.
- Sakägarna (arrendatorerna) på Storjungfrun inte gett Söderhamns kommun någon fullmakt att företräda dem.
- STOAB inte genomfört fortsatt samråd med sakägarna när det gäller ersättning.
- STOAB inte presenterat MKB som utlovats vid ett separat möte.
- STOAB inte fullföljt samrådet med sakägarna på ett sätt som särskilt berörda har rätt till enligt miljöbalken och den rådande praxis i miljömål.

STOAB kompletterade 2023-06-21 sina tidigare argument till Mark-och miljödomstolen i aktbilaga 543 i mål 1569-21: *”Enligt praxis är särskilt berörd den som förväntas drabbas av störningar som når en viss allvarlighetsgrad (Se Mark- och miljööverdomstolens dom i mål M 12652-21 (2022-06-16). STOAB är av uppfattningen att verksamheten inte innebär ingrepp eller störning av sådan grad att fastighetsägare eller stugägare är att betrakta som särskilt berörda av den sökta verksamheten.”*.

STOAB anser enligt aktbilaga 543 i mål 1569-21 att ingen fastighetsägare eller arrendator är särskilt berörda av vindparken Storgrundet. Inte ens de boende på naturreservatet Storjungfrun anses bli berörd av den tilltänkta vindparken.

I det sammanhanget är det värt att nämna den ansökan till Mark-och miljödomstolen som Svea Vind Offshore AB har inlämnat för vindpark Gretas Klackar 1 och den nya ansökan för vindpark Utposten 2. Bolaget har valt att i båda ansökningarna definiera att särskilt berörda fastighetsägare är samtliga boende inom 15 km. Därför har samtliga fastighetsägare inom 15 km blivit kallade till samråd för särskilt berörda.

VJ anser att STOAB borde har genomfört samråd med samtliga särskilt berörda fastighetsägare boende inom 15 km från vindparken. Samtliga berörda borde ha kontaktats brevledes. Inbjudan till samråd borde utformats på ett sådant sätt att samtliga berörda förstår vilka störningar de riskerar att drabbas av.

VJ anser även att målet gäller inte bara miljöfarlig verksamhet enligt 9 kap utan även i högsta grad vattenverksamhet enligt kap 11. De 51 installerade vindkraftsturbinerna med storleken 20 MW inkluderar massiva fundament, nersänkta elkablar och transformatorer.

I domen sidan 141 och 142 står det:
Mark- och miljödomstolen konstaterar att ingen av remissmyndigheterna har haft någon erinran på samrådsunderlaget. Mark- och miljödomstolen anser att samrådsunderlaget för de genomförda samråden uppfyller kraven på uppgifter om lokalisering, miljöns känslighet och påverkan på denna, förslag på skyddsåtgärder m. m som ställs på underlag för samrådet enligt miljöbalken och miljöbedömningsförordningen (2017:966).

VJ anser att är oklart hur domstolen egentligen har gjort den aktuella bedömningen. Att remissinstanserna inte har gjort invändningar om en omständighets överensstämmelse med lag är ingen garanti för att det är korrekt. Även domstolen bör göra en egen bedömning av riktigheten och att bedömningar överstämma med lagen.

Att det oklart hur domstolen gjort bedömningen framgår även av synpunkten i domen sidan 148, friluftsliv*: "Mark- och miljödomstolen konstaterar att det rörliga friluftslivet till största delen är knuten till kusten, öar och ytterst till Storjungfrun och att möjlighet till nyttjandet inte störs av vindkraftsetableringen samt att vindkraftsparken inte stoppar fritidsbåtars passering genom parken. Domstolen har förståelse för att upplevelsen av området kommer att förändras men inte på ett sätt som är oacceptabelt när man väger samman intressena i målet."*

Domstolens bedömning är märklig när STOAB framför en avvikande åsikt senast vid domstolsförhandlingen 7-9 juni 2023 enligt aktbilaga 535 i mål 1569-21, 9h Rekreation, friluftsliv och fritidsfiske sid 3: *"Möjligheten att paddla, segla, åka motorbåt och fiska inom vindparken kommer att påverkas. Det kommer sannolikt bli ankringsförbud inom vindparken"*.

VJ hade gärna velat att remissmyndigheter upprepar sina synpunkter oftare. Länsstyrelsens yttrande till Havs- och vattenmyndigheten hade gärna kunnat upprepas även i målet för vindpark Storgrundet.

Länsstyrelsen skriver i sitt yttrande: Samråd för havsplan gällande Bottniska viken, 2018-06-19, Dnr 1290-2018: *"Visuell påverkan från havsbaserade vindkraftverk minskade fastighetsvärden med 9–14% Tyskland[1] och i England[2] har landbaserade vindkraftverk minskat fastighetsvärden med 2-6,5%. Den ekonomiska effekten av minskade fastighetsvärden i samband med den visuella påverkan borde vägas in i MKB:n och hållbarhetsanalysen"*.

Naturvårdsverket[3] beskriver på ett mycket bra sätt i nedanstående pressmeddelande daterat 2023-05-04 att havsbaserade vindkraftsparker påverkar människor och djur och mer forskning behövs: *Naturvårdsverket utlyser medel till forskning inom två områden: giftfria kretslopp och havsbaserad vindkraft. Syftet är att identifiera åtgärder för minimering av farliga utsläpp samt att skapa ett kunskapsunderlag inför en storskalig etablering av vindkraftsparker till havs."*
"Hur ska en utbyggd havsbaserad vindkraft kunna samexistera med människor och miljö?"

"Därför behövs en ökad kunskap om hur och var havsbaserad vindkraft kan placeras geografiskt samt hur vindkraftsparker och vindkraftverk kan utformas. Det kan handla om hur vindkraft ska samexistera med fiske, sjöfart och bevarad naturmiljö. Vindkraftparkernas inverkan på ekosystem och livsmiljön över tid för exempelvis tumlare, flyttfåglar och fiskar

[1] Sunak, Y. and Madlener, R., 2016. The impact of wind farm visibility on property values: A spatial difference-in-differencesanalysis. *Energy Economics*, *55*, pp.79-91. **Referens 4.8.3**

[2] Gibbons, S., 2015. Gone with the wind: Valuing the visual impacts of wind turbines through house prices. *Journal ofEnvironmental Economics and Management*, *72*, pp.177-196. **Referens 4.8.4**

[3] Naturvårdverket, Nyhet, 2023-05-04, "Utlysning av forskningsmedel inom havsbaserad vindkraft" **Referens 4.7.1**

reproduktion behöver undersökas. Men också om och i så fall hur kontinuerligt undervattensbuller och vibrationer under både byggnations-, drifts- och avvecklingsfas påverkar marint liv”.

Även Kommunfullmäktige för Söderhamn kommun **(”KF**”) påpekar på ett bra sätt vid mötet 26 april 2021[1] att: ”Vindkraft påverkar närmiljön genom buller, visuell påverkan och markanspråk.”

KF påpekar på ett bra sätt att vindkraft påverkar närmiljön genom buller och visuell påverkan.

KF påpekar även att det kommer bli markanspråk. Troligen syftar KF på markanspråk som blir aktuellt för kraftledningar på land och markanspråk vid stränder där kraftledningar från vindparken ska tas upp på land.

Boende på Storjungfrun har i aktbilaga 532 i M 1569-21 Skrivelse från Storjungfruns arrendatorer och öbor till KF påpekat på ett bra sätt:*”Med den senaste tekniska utvecklingen möjliggörs att placera vindkraftparker mycket längre ut till havs, och då ser vi inte någon anledning till att vi skall behöva uppoffra den unika miljön på Storjungfrun och det naturreservat som Söderhamns kommun varit med och etablerat.” ” Vi arrendatorer och boende på Storjungfrun värdesätter dess naturliga skönhet mycket högt och vill till varje pris bevara den intakt! Så vi vill uppmana politikerna i Söderhamns kommunfullmäktige och Kommunstyrelsen att värna vår värdefulla skärgård och stoppa vindkraftsetableringen ute på Storgrundet.*”

VJ anser i motsats till domen att samtliga fastighetsägare och arrendatorer inom ett avstånd av 15 km från vindpark Storgrundet är särskilt berörda. Mest berörd är fastighetsägaren och samtliga arrendatorer på naturreservatet Storjungfrun.

4.8 Ersättning för minskade fastighetsvärden

I domen sidan 165 kan läsas*: ”Domstolen konstaterar, i likhet med vad Bolaget anfört, att ersättnings-frågor med anledning av den miljöfarliga verksamheten inte bör prövas i samband med tillåtlighets-prövningen utan i ett senare skede då erfarenhet om påverkan kan konstateras. Domstolen konstaterar därför att i målet framställda ersättningsyrkanden ska avvisas.”*

VJ anser att förmögenhetsskada i form av minskat fastighetsvärde sker så snart domen har trätt i laga kraft och anser därför att ersättningsfrågan ska vara en del av tillåtlighetsprocessen.

STOAB framför dubbla budskap när det gäller ersättningsfrågan.

STOAB skriver i aktbilaga 425 i mål 1569-21 daterad 2023-04-18: *”I sak bestrider STOAB att den sökta verksamheten skulle ge upphov till skada eller annan störning som skulle medföra en ersättningsrätt för enskilda fastighetsägare.”*

Samtidigt skriver STOAB i aktbilaga 425 daterad 2023-04-18: *” I tillägg till vad som angetts ovan och mot bakgrund av de yttranden och ersättningskrav som inkommit från Vision Jungfrukusten, privatpersoner och fastighetsägare vid kusten, vill STOAB framhålla att det finns ett ingånget avtal mellan Bolaget och Söderhamns kommun om bygdemedel som har till*

[1] KF beslut Söderhamns kommun 26 april 2021 **Referens 4.8.7**

syfte att komma verksamheter och föreningar i kommunen till godo. Dialog pågår även med bland annat representanter från föreningar om åtgärder och åtaganden från Bolagets sida som kan gynna lokalsamhället."

Vad VJ uppfattar har STOAB valt att begränsa förhandlingar angående ekonomisk ersättning till endast företrädare för den största fastighetsägaren i närområdet till vindpark Storgrundet, i form av Söderhamns kommun.

Varför är STOAB berett att betala ersättning till Söderhamns kommun om verksamheten inte ger upphov till skada eller annan störning?

Söderhamns Kommun är mycket stor fastighetsägare i form av Storjungfrun och många andra öar som Gustav II Adolf gav år 1620 kommunen i gåva.

Varför har Söderhamns kommun inte gjort ersättningsanspråk för mycket betydande värdeminskning ifall vindkraftspark Storgrundet byggs?

Är avtalet om bygdemedlen, daterad 2021-12-16[1], som undertecknats av kommunledning och STOAB, tänkt att kompensera för den mycket betydande sänkningen av fastighetsvärden, buller, visuell påverkan?

Kommunfullmäktige för Söderhamn påpekar på ett bra sätt vid mötet 26 april 2021[2]:

- " Ska vindkraften förankras positivt måste frågan om kompensation för påverkan ges en bra lösning"
- "Vindkraft påverkar närmiljön genom buller, visuell påverkan och markanspråk. "

VJ anser i motsats till vad domen säger att frågan om skälig ersättning till fastighetsägare och arrendatorer är i allra högsta grad en del av tillståndsprövningen. Fastighetsägare och och arrendatorer kommer att få sänkta fastighets- och husvärden så snart ett beslut tagits av domstolen.

Undersökta värdeminskningar i olika studier

Fastighetsvärden kommer att sjunka beroende på avstånd till vindkraftsparken, antalet vindkraftverk, storlek på vindkraftsturbinen och totalhöjden på vindkraftverken[3]. Studien är gjord av professorerna Hans Westlund och Mats Wilhelmsson vid Kungliga tekniska högskolan, KTH.

I studien, som är den första i sitt slag i Sverige, har KTH forskarna analyserat nära 100 000 försäljningar av småhusfastigheter under perioden 2013–2018, deras försäljningspris, avstånd till närmaste vindkraftverk och totalhöjden på vindkraftverken.

[1] Avtal bygdemedel STOAB och Söderhamns kommunn2021-12-16 **Referens 4.8.6**

[2] KF beslut Söderhamns kommun 26 april 2021 **Referens 4.8.7**

[3] Westlund, H.; Wilhelmsson, M. The Socio-Economic Cost of Wind Turbines: A Swedish CaseStudy. *Sustainability* **2021**, *13*, 6892. https://doi.org/10.3390/su13126892. **Referens 4.8.1**

Professorerna Hans Westlund och Mats Wilhelmsson vid Kungliga tekniska högskolan, KTH, har även presenterat en artikel i Working Paper, KTH, 2022-6[1] där det framgår att fastighetsvärden sjunker när vindparker installeras.

Länsstyrelsen skriver i sitt yttrande: Samråd för havsplan gällande Bottniska viken, 2018-06-19, Dnr 1290-2018: *"Visuell påverkan från havsbaserade vindkraftverk minskade fastighetsvärden med 9–14% iTyskland[2] och i England[3] har landbaserade vindkraftverk minskat fastighetsvärden med 2-6,5%. Den ekonomiska effekten av minskade fastighetsvärden i samband med den visuella påverkan borde vägas in i MKB:n och hållbarhetsanalysen"*.

Enligt bland annat KTH studien minskar fastighetsvärden med verkens höjd. Detta innebär att värdesänkningar blir mycket större vid vindkraftsverk som är nästan dubbelt så höga som i studien[1].

*En artikel i Dagens Juridik 2022-06-28[4] "**Ny forskning öppnar för skadeståndsanspråk mot vindkraftsbolag**" av Daniel Liljeberg och Ulf Stenberg beskriver det fortsatta arbetet som görs av KTH. Några utdrag ur artikeln:*

- Den negativa priseffekten har ökat över tid. Vid avstånd inom 10 km från vindkraftverken minskade värdet i genomsnitt 3,5 % för perioden 2005-2018. Värdeminskningen år 2018 var 8 % jämfört med endast 1 % år 2005. Detta kan bero på ändrade attityder samt högre och större vindkraftverk.
- Det finns inget undantag i miljöbalken för värdebortfall på grund av vindkraft. Den nya forskningsstudien öppnar möjligheter för drabbade fastighetsägare att kräva skadestånd för värdebortfall.
- Ett orosmoln för den som vill väcka skadeståndstalan på grund av värdenedgång till följd av vindkraft, är att domstolsprövningen sker i Mark- och miljödomstolen, samma domstol som gett tillstånd till att bygga.

Vem är ersättningsskyldig?

För miljöskada enligt MB 32 kap gäller ett strikt ansvar – d.v.s. verksamhetsutövaren är ansvarig oavsett vållande. Den omständigheten att det allmänna genom ett tillståndsförfarande tillåtit den miljöfarliga verksamheten ändrar inte på den saken.

Skadestånd enligt MB 32 kap ska betalas för *personskada* och *sakskada* samt *ren förmögenhetsskad*a (reducerade fastighetsvärden) som verksamheten har orsakat i sin omgivning.

---

[1] Hans Westlund och Mats Wilhelmsson, Working paper KTH 2022-6, *" Valuating the negative externality of wind turbines: traditional hedonic and difference-in-difference approaches".* **Referens 4.8.2**

[2] Sunak, Y. and Madlener, R., 2016. The impact of wind farm visibility on property values: A spatial difference-in-differencesanalysis. *Energy Economics*, *55*, pp.79-91. **Referens 4.8.3**

[3] Gibbons, S., 2015. Gone with the wind: Valuing the visual impacts of wind turbines through house prices. *Journal ofEnvironmental Economics and Management*, *72*, pp.177-196**. Referens 4.8.4**

[4] Daniel Liljeberg och Ulf Stenberg, Dagens Juridik 2022-06-28, *Ny forskning öppnar för skadeståndsanspråk mot vindkraftsbolag".* **Referens 4.8.5**

I 3-5 § miljöskadelagen anges förutsättningar för skadestånd. Endast 3 § är här av betydelse. Där föreskrivs att skadestånd utges för skador genom bland annat luftförorening, markförorening, buller, skakning eller "annan liknande störning". I förarbetena hänförs till sistnämnda kategori bland annat starkt ljussken samt estetiska störningar såsom förfulning av landskapsbilden (prop. 1985/86:83 s 45).

VJ vill även hänvisa till HD:s dom i mål M T 4434-95 14 juni 1999.

Ska fastighetsägare erhålla ersättning på grund av buller och visuell påverkan orsakad av en ny väg?

HD beslöt att ersättning ska betalas med hänvisning till lagrum:
- 1 § 3 st. miljöskadelagen (1986:225)
- 32 kap. 1 § 3 st. miljöbalken (1998:808)

I domen sid 165 kan läsas: *”Såvitt kan bedömas är det den visuella påverkan av verksamheten, således den miljöfarliga verksamheten, som anses påverka marknadsvärdena på fastigheterna.”*

VJ anser att målet gäller inte bara miljöfarlig verksamhet enligt 9 kap utan även vattenverksamhet enligt kap 11. De 51 installerade vindkraftsturbinerna med storleken 20 MW och totalhöjden 290 m inkluderar massiva fundament och nersänkta kablar. Installationen kommer att göras i ett havsområde på totalt ca 88 kvadratkilometer.

Att ersättning ska betalas till berörda visas tydligt i andra infrastrukturprojekt. Detta visas tydligt av exempelvis HD:s dom i mål nr T4434-95 14 juni 1999.

I domen sidan 2 står det:*”Mark- och miljödomstolen avvisar de i målet framställda ersättningsyrkandena avseende markvärdesförsämring.”* Det är oklart vad domstolen menar med beslutet när bland de mest berörda är arrendatorer boende i naturreservatet Storjungfrun. Arrendatorerna, med hus byggda på arrendetomt, har yrkar ersättning för förmögenhetsförlust på grund av vindpark Storgrundet.

VJ anser i motsats till Mark- och Miljödomstolen att att ersättningsfrågan ska vara en del av tillåtlighetsprocessen.

4.9 Folkomröstning

En ny folkomröstning angående kustnära vindkraftsparker i Söderhamns kommun är planerad att genomföras enligt kommunfullmäktigebeslut 2023-04-24 (Dnr KS 2023-00085). Kopia av kommunfullmäktigebeslutet är redovisad i aktbilaga 39 i mål M 12177-23.

Boende på Storjungfrun har i aktbilaga 532 i M 1569-21 Skrivelse från Storjungfruns arrendatorer och öbor till KF påpekat på ett bra sätt*” Vi arrendatorer och boende på Storjungfrun värdesätter dess naturliga skönhet mycket högt och vill till varje pris bevara den intakt! Så vi vill uppmana politikerna i Söderhamns kommunfullmäktige och Kommunstyrelsen att värna vår värdefulla skärgård och stoppa vindkraftsetableringen ute på Storgrundet.*”

Det finns nya bevis och argument, redovisade i aktbilaga 38 i mål M 12177-23, som i kombination av en folkomröstning troligen resulterar till att kommunfullmäktige återkallar den aktuella tillstyrkan till vindpark Storgrundet daterad 19 december 2022.

Grundförutsättning för genomförd tillåtlighetsprocess, enligt 16 kap 4 § miljöbalken, för vindpark Storgrundet är den kommunala tillstyrkan.

4.10 Säkerhetsanalys sjöfart

VJ anser att säkerhetsanalysen är bristfällig och att Mark- och miljödomstolen har inte tagit hänsyn till viktiga säkerhetsaspekter.

VJ vill därför bifoga nedanstående expertutlåtande från Sjöbefäl Jan Skoglund:

VJ YRKAR ATT DOMEN INTE HAR TAGIT HÄNSYN TILL VIKTIGA SJÖSÄKERHETSASPEKTER

VJ yrkar att säkerhetsanalysen gällande Storgrundet är bristfällig.

VJ bifogar nedan ett expertuttalande från Jan Skoglund gällande sjösäkerhetsaspekter.

Bakgrund Jan Skoglund

Jan har tjänstgjort som sjöbefäl i ca. 35 års tid i svenska handelsfartyg, under 22 år av den tiden som kapten. De fartyg som Jan har tjänstgjort i har huvudsakligen trafikerat Nordeuropeiska och Svenska hamnar på ostkusten från Östersjön till Bottenviken. Jan besitter unik kunskap om navigering med handelsfartyg i isbelagda hav och därtill vilka säkerhetsaspekter man måste hänsyn till.

Expertuttalande av Jan Skoglund

Detta är första gången i historien som en vindkraftspark byggs i ett subarktiskt hav, kunskapsläget är obefintligt om hur hela projektet/anläggningen påverkas vintertid när havet är täckt med is.

Havsis är ständigt i rörelse beroende på vindarnas styrka och riktning, ett fartyg som fastnar i ispress och trycks mot anläggningen löper stor risk att kollidera med något av tornen med stora skador till följd, både på fartyg och torn. En räddningsinsats kan bli mycket svårgenomförd då det vid ett sådant tillfälle krävs räddningsfartyg med kapacitet för att forcera isen, vilket kan leda till stora miljöskador.
Denna synpunkt har inte lyfts av vare sig Transportstyrelsen eller Sjöfartsverket. I Säkerhetsanalysen saknas detta perspektiv.

Underhåll av anläggningen och räddningsinsatser i övrigt blir mycket svår under den tid som havet är isbelagt, på marknaden tillgängliga servicefartyg och räddningsfartyg saknar förmåga för gång i is.

Det saknas kunskap även internationellt om hur dessa frågor skall lösas, med tanke på avsaknaden av kunnande inom dessa viktiga frågor bör projektet avslås.

En ytterligare riskfaktor med vindkraftsparken Storgrundet är om ett fartyg tappar manöverförmågan och driver mot vindkraftparken med kollision med ett vindkraftstorn som följd. Detta är en inte obetydlig risk, inom oljeindustrin i Nordsjön har det under åren inträffat ett antal olyckor med drivande fartyg som kolliderat med oljeplattformar.

Min bedömning är att sjösäkerhetsanalysen inte har tagit hänsyn till dessa risker och är därför bristfällig.

Med vänlig hälsning

Jan Skoglund

4.11 Nedläggning av elkablar/undervattenskablar för starkström

Vad står det i domen?
I domen sidan 2 kan läsas*: ”Mark- och miljödomstolen lämnar vidare Storgrundet Offshore AB tillstånd enligt 11 kap. miljöbalken för att inom samma område som meddelats tillstånd till enligt ovan utföra arbeten i vatten för uppförande av vindkraftverk, transformatorstationer och mätmaster samt nedläggning av elkablar för starkström mellan vindkraftverken och transformatorstationer inom området.”*

Domen innebär ett tillstånd för nedläggning av elkablar mellan de 51 vindkraftverk och transformatorstationer inom ett område på totalt 88 kvadratkilometer havsbotten.

Hur mycket undervattenskabel/elkablar är det fråga om?
Enligt aktbilaga 535 i mål M 1569-21, Verksamhetsbeskrivning 8b, bild 3 kommer det att installeras totalt ca 100 kilometer undervattenskablar/elkablar.

Hur ska skadliga effekter av undervattenskablar minskas?
För att göra en bra bedömning av negativa effekter på marin flora och fauna måste det klargöras vilken spänning, frekvens och elektrisk effekt som avses överföras i respektive kabelsträckning.

Vidare måste det klargöras hur kablarna är utformade och hur många kablar planeras dela på samma kabelsträckning, samt om de avses grävas ner (och i så fall hur djupt), ligga på hård havsbotten (med eller utan täckande skikt av till exempel betong), sänkas ner i mjukt sediment eller hängas upp på stöttor. En del vindkraftverk, bland annat vissa flytande sådana, ansluts numera med dynamiska kablar placerade mellan vattenyta och botten, medförande risker för till exempel sälar och tumlare.

Sammanfattning av skador
Betydande skador på marin miljö uppkommer i anslutning till planering, botten-undersökningar och installation, samt därefter under drift, vid underhåll, eventuella kompletterande eller ersättande installationer, och slutligen vid avveckling.

Habitat skadas eller förloras. Buller och värme sprids från kablarna. Vattenlevande organismers beteenden och livsbetingelser förändras, bland annat genom uppkomst av konstgjorda rev. Fiskeredskap och ankare kan fastna. Konstgjorda substrat förändrar marint liv. Särskilda risker är förknippade med elektromagnetiska effekter.

Några av de miljörisker som orsakas av arbeten med planering och installation
Före installation utförs batymetri och undersökningar av bottnens egenskaper (bland annat händer att sprängämnen används eller annat impulsbuller genereras) vilket kan störa vattenlevande organismer.

STOAB kan vilja justera djup och lutning eller avlägsna hinder längs avsedd kabeldragning. Med en form av draggning kan eventuella rep eller fiskenät avlägsnas från bottnen.

Hårda sediment kan bearbetas med skärande utrustning. Mjuka sediment kan plöjas eller sköljas undan med en kraftig vattenstråle, som där även kan användas vid kabelläggning. Kabeln behöver stöd och anläggningsyta för att förebygga vibrationer, skador på kabelvägg och eventuellt driftsavbrott. Ju längre installation pågår, desto mera inverkan på marin miljö av grumling och buller.

Många olika material har använts för täckning. Alla har nackdelar för marin miljö, men i frånvaro av täckning ökar risken för att fiskeredskap eller ankare fastnar. Kablar som inte är ordentligt nedgrävda och täckta kan generera buller genom rörelser i vatten och genom att skrapa mot hårda ytor. I områden med mjukt sediment kan täckning av kabel med hårda material innebära förändrad biotop genom rekrytering av organismer som föredrar hårda ytor och som inte naturligt förekommeri området.

Vid installation, underhåll och avveckling re suspenderas sediment, och miljögifter kan spridas.Undervattensbuller och vibrationer genereras och sprids långa sträckor. Skepp som används viddessa aktiviteter kan behöva multipla ankare som skadar havsbottnen.

Bentiska livsmiljöer skall beforskas före och efter installation

Ansvariga myndigheten Havs- och Vattenmyndigheten[1]skriver: *”Övervakning av den marina miljön ger underlag för att bedöma och följa utvecklingen av miljöns tillstånd och de miljöförändringar som uppstår till följd av mänskliga aktiviteter.”* Tyvärr är offentliga resurser för ändamålet begränsade och därför bör STOAB vara positiva till att avsätta medel för att följa utvecklingen inom vindpark Storgrundet av den bentiska livsmiljön.

Av stor vikt är att undersöka förekomsten av bentiska species (bland annat abundans, biomassa) längs avsedd kabeldragning. Olika organismers resiliens och krav på livsmiljö varierar liksom livscykeltid. Exempelvis kan det ta många år för ängar av vissa typer av bottenvegetation att återupprättas efter skador vid installation av undervattenskablar. Uppföljning behöver finansieras, planeras och genomföras.

Re suspension av sediment

Åverkan på sediment vid installation, underhåll eller avveckling av undervattenskablar ger upphov till plymer av grumling (turbiditet) som kan drabba tiotals hektar. Koncentrationen i havsvatten av suspenderade partiklar kan uppgå till tiotals milligram per liter. Sedimentets egenskaper påverkar plymernas utbredning och egenskaper. Så gör även installationsteknik, hydrodynamiska betingelser och omfattningen av kabelläggning.

Grumling kvarstår i flera dagar. Eftersom havsvattnets transparens minskar påverkas de fiskar som detekterar sitt byte med ögonen. Gälar hos unga fisklarver skadas. Inverkan på fiskägg finns beskriven. Även ryggradslösa djur påverkas.

Miljögifter sprids, och omfattande toxikologiska[2] undersökningar av sediment krävs

I havssediment längs Jungfrukusten återfinns bland annat tungmetaller och kolväten, dioxiner och andra miljögifter. Särskilt med tanke på risken att kvicksilver från rostande

[1] https://www.havochvatten.se/overvakning-och-uppfoljning/miljoovervakning/marin-miljoovervakning/bentiska-livsmiljoer.**Referens 4.11.1**

[2] Merck T, Wasserthal R. Assessment of the environmental impacts of cables. OSPAR Biodivers Ser 2009;437:18 pp.**Referens 4.11.2**

gifttunnor som dumpats i havet från Sundsvall nått sedimenten vid Jungfrukusten krävs nu oberoende omfattande kemiska analyser av sediment längs föreslagen kabelsträckning.[1]

Påträffas toxiska substanser måste annan kabeldragning prövas, på samma sätt. Endast så kan omfattande demobilisering och dispersion av miljögifter förebyggas.

Undervattensbuller

Antropogent buller kan skapas när rutter för kabeldragning undersöks. Höga nivåer av buller genereras vid installation, underhåll och avveckling av undervattenskablar. Bullrets intensitet och spridning påverkas bland annat av vattendjup, bottenegenskaper som sedimenttyp och topografi, av vilka fartyg och maskiner som används samt av vattnets egenskaper.

Vid grävning för kabel utanför Wales kust uppmättes[2] en meter från diket maximal bulleremission178 dB re 1 µPa ref 0,7–50 kHz. Modellering utifrån mätdata i Biscayabukten[3] visade att undervattensbuller skulle nå 120 dB re 1µPa inom en yta av 400 kvadratkilometer runt bullerkällan.

I en växelspänningskabel uppstår krafter som medför att ledare vibrerar i takt med nätfrekvensen,varvid buller emitteras[4]. Dessutom kan näraliggande sediment komma i rörelse därav. Exempelvis uppmättes på en plats utanför Kanadas kust en meter från en 138 kV transmissionskabel 120 Hz tonande buller omkring 100 dB ref 1 µPa. Bullret är kontinuerligt under drift, så den totala bullerexponeringen i kabelns närhet är större än för exponeringen vid installation. Vad det betyderför hälsan hos vattenlevande organismer bör beforskas.

Det är inte tyst i havet. Fiskar och havslevande däggdjur kan använda olika läten för orientering, kommunikation och födosökning. Vissa däggdjur kan ha hörsel fungerande från 10 Hz till 200 kHz,dvs betydligt större omfång än människans hörsel. Fiskar kan typiskt höra från 15 Hz till 1 kHz. Även vissa andra organismer uppfattar ljud i vatten. Att fiskars, tumlarnas och sälars beteendenpåverkas av bland annat fartygsbuller är väl känt, men det är oklart om de undviker närhet till undervattenskablar.

[1] https://www.sgu.se/om-sgu/nyheter/2020/september/miljogifter-fran-fiberbankar-kan-spridas-uppat-i-ekosystemet/ **Referens 4.11.3**

[2] Nedwell J, Howell D. A review of offshore windfarm related underwater noise sources. 2004. doi:10.1093/vid/cir102. **Referen 4.11.4**

[3] Band J, Hernández C, Uriarte A, Castillo JA, Ruiz P, Ortega N, et al. Acoustic characterization of submarine cable installation in the Biscay Marine Energy Platform (BMEP). Bilbao Energy Week 2015, 2015.**Referens 4.11.5**

[4] JASCO Research Ltd. Vancouver Island Transmission Reinforcement Project: Atmospheric and Underwater Assessment Report. Preparerad for British Columbia Transmission Corporation. 2006.Referens **4.11.6**

Elektromagnetiska fält (EMF)

Fält uppkommer när ström går genom elektriskt ledande material[1]. *Elektriska* fält kallas ibland E-fält och mäts i enheten volt per meter, V m^{-1}. *Magnetiska* fält kallas ibland B-fält och mäts i mikroTesla,µT. Styrkan för båda typerna av fält påverkas i hög grad av kabelns utformning.

Elektriska fält: De ökar i styrka med stigande spänning och kan nå en millivolt per meter för en ledare, lägre om skärmning med flera åtgärder vidtas. Fältstyrka beror bland annat av avstånd mellan ledare och effekt samt av lastbalansering mellan tre faser.

Växelström genererar ett över tid varierande magnetiskt fält, som i sin tur nära kabeln kan induceraett elektriskt fält med klen styrka, några µV m^{-1}, kallat iE-fält, vars räckvidd minskas om kabeln täcks. Ligger kabeln i mjukt sediment minskas något styrkan av iE-fält som når omgivningen. Fältstyrkor minskar som funktion av avstånd till kabeln.

Magnetiska fält: En kabel som leder 1600 Ampère (A) kan generera magnetfält med styrka omkring 3200 µT, minskande till 320 µT på en meters avstånd och 110 µT på fyra meters håll. Som jämförelse är det jordmagnetiska fältet omkring 50 µT vilket motsvarar magnetfältet sex meter från den nämnda kabeln.

EMF-nivån vid gränsytan vatten-sediment reduceras med 25 % om kabel grävs ner på en meters djup och med 60 % om två meters djup uppnås, i förhållande till mätningar vid kabel som ligger ovanpå bottnen.

EMF och vattenlevande organismer

Fiskar, däggdjur, mollusker och skaldjur är känsliga för EMF. Många organismer använder det jordmagnetiska fältet för orientering. (Känslighet för elektriska fält förekommer bland annat hos vissa broskfiskar, men verkar inte ha beskrivits för fiskarter som är vanligt förekommande i Bottenhavet.)

Känsliga marina arter kan till exempel påverkas vad gäller rovdjurs/bytesinteraktioner, undvikande beteende eller attraktion, andra beteenderubbningar, effekter på navigation och orientering, fysiologiska effekter och inverkan på utveckling.

Emission av värme

Transmission av elektrisk energi påverkas av förluster genom Joules första lag, resistiv uppvärmning. Kabelytan blir varm. Det har begränsad inverkan på omgivningen om kabeln liggerovanpå havsbottnen och omges av vattenströmmar.

Nedgrävd kabel kan värma omgivningen flera dm bort, beroende på sedimentegenskaper. Exempelvis var 33 respektive 133 kV-kabel vid en 166 MW vindkraftsinstallation i Nystes nedgrävd omkring en meter ner i sand, varvid uppmättes upp till 2,5 °C temperaturhöjning en halv meter nedanför kabeln.

[1] Zadar Z, Birenbaum L, Cheo BR, Joshuas PN, Spagnolo A. A detector to identify a de-energized feeder among a group of live ones. IEEE Trans Power Deliv 1992. doi:10.1109/61.156984. **Referens 4.11.7**

Lokal uppvärmning vid kabel kan påverka vattnets och sedimentets syrehalt och kemiska reaktioner samt indirekt utveckling av mikroorganismförekomst och bakterieaktivitet. Fysiologiska förändringar kan förekomma hos bentiska organismer som lever i gränsområdet mellan vatten och sediment. Kryofila arter kan undanträngas till förmån för mer värmetoleranta. Studier i fält och realistiska experiment bör genomföras.

Vad bör en miljökonsekvensbeskrivning(”MKB”) innehålla angående förslag på nedläggning undervattenskablar? :

1. Habitat och förekomst av bentiska species skall undersökas och redovisas där kabelrutter övervägs. Därutöver skall redovisas hur uppföljning görs efter eventuell installation och efter återställande av marin miljö. Långlivade och långsamväxande species skall särskilt uppmärksammas.

2. Redovisa för de tänkta landningszoner och kabelrutter undersöknings-resultat för eventuella miljögifter och risk för sedimentspridning.

3. Lämpliga kablar skall fullständigt specificeras och oberoende EMF- och värmeemissionsmätningar presenteras (skärmad trefaskabel kan ha många olika utformningar, få av dessa optimala vad gäller emission).

4. Eventuell installation skall tidsmässigt inplaneras och genomföras med fullständigt hänsynstagande till livscykler hos rörliga species inklusive fiskar, sälar, tumlare, fladdermöss, fåglar (vintervila, migration, parning, häckning osv).

5. Kabel skall grävas ner på två meters djup och täckas, för att minska effekter på havslevande species av EMF samt av uppvärmning.

6. Hänsyn till bottenlevande vegetation skall tas, och ängar av långsamväxande arter skall undvikas.

7. Vid landningszon och längs hela sträckningen av planerade undervattenskablar skall redovisas resultatet av kemiska analyser för påvisande och koncentratiosbestämning av miljögifter. Detta bör göras genom att ta ett stort antal prover av sediment, särskilt vad gäller metylkvicksilver och andra föroreningar som industrier längs kusten släppt ut.

8. Föreslå åtgärder för att minska undervattensbuller och föreslå gränsvärden för undervattensbuller vid drift och vid byggnation av vindkraftsparken.

9. Den sökandes förslag på säkerhet för återställning av naturen vid nedmontering av STOAB behöver inkludera även medel för att återställa naturen där kablarna har installerats. Nivån på säkerhet bör vara på en nivå så att Söderhamns kommun eller svenska staten ska slippa betala miljardbelopp för att återställa naturen.

VJ anser att STOAB har gjort en bristfällig redovisning av underlag till domstolen angående nedläggning av havskablar inom vindpark Storgrundet.

5. Övrigt

VJ hemställer om att få möjlighet att utveckla talan ytterligare ifall prövningstillstånd meddelas.

VJ hemställer även att få göra en muntlig framställan vid slutlig prövning av Svea hovrätt.

Vision Jungfrukusten Ideell Förening/genom



Bengt Nises
Ordförande



Hannu Thomasfolk
Styrelseledamot

Kontaktuppgifter:
Vision Jungfrukusten Ideell Förening
Adress: c/o Bengt Nises, Hamnskär 2, 805 96 Gävle
Organisationsnummer: 802530-6005
E-post: info@visionjungfrukusten.se
Hemsida: www.visionjungfrukusten.se

Bilagor:

Bilaga A: Kriterier om ekonomisk skötsamhet, bärkraft och kompetens vid tillståndsprövning i Storbritannien, Frankrike, Norge, Danmark, Tyskland och Holland.

Bilaga B: Rekonstruktion Markbygden Ett AB (org 556896-0941). Målnr Ä 3118-23.

Bilaga C: EU Revisionsrättens frågeställning om havsbaserad vindkraftens hållbarhet.

Bilaga 1: INFORMATION OM FARTYGSKOSTNADER FÖR NEDMONTERING AV HAVSBASERAD VINDKRAFT.

Bilaga 2: INFORMATION OM EKONOMISK SÄKERHETSBELOPP OCH EKONOMISK SCREENING.

Bilaga 3 Källor till information Europas största havsbaserade vindkraftparker (> 1 GW)

Referenser

USB-minne med nedanstående innehåll skickades 2023-12-07 till Svea hovrätt:

- Referenser 4.1.1-4.1.2 överklagan av VJ i M 12177-23 2023-12-08
- Referenser 4.2.1-4.2.16 överklagan av VJ i M 12177-23 2023-12-08
- Referenser 4.2.17-4.2.31 överklagan av VJ i M 12177-23 2023-12-08
- Referenser 4.4.1-4.4.11 överklagan av VJ i M 12177-23 2023-12-08
- Referenser 4.3.1-4.3.5 överklagan av VJ i M 12177-23 2023-12-08
- Referens 4.7.1 överklagan av VJ i M 12177-23 2023-12-08
- Referenser 4.8.1-4.8.7 överklagan av VJ i M 12177-23 2023-12-08
- Referenser 4.11.1-4.11.7 överklagan av VJ i M 12177-23 2023-12-08

Bilaga A: kriterier om ekonomisk skötsamhet, bärkraft och kompetens vid tillståndsprövning i Storbritannien, Frankrike, Norge, Danmark, Tyskland och Holland.

Krav gällande verksamhetsutövare	Storbritannien	Frankrike	Norge	Denmark	Tyskland	Holland	Sverige
Krav av ekonomisk/ finansiell styrka							
Årsomsättning	Minst SEK 7 miljarder (GBP 600 miljoner)	Minst SEK 70 miljarder (EUR 6 miljarder) (Park AO8 1,4-1,6 GW, 2023)	Minst SEK 40 miljarder (NOK 40 miljarder)	Minst SEK 40 miljarder (DKK 26 miljarder)		Score based on economic feasability, experience	INGA KRAV
Eget capital/ soliditet	Minst SEK 840 miljoner (GBP 70 miljoner)	Minst 20% av totala investeringsbeloppet	Minst 20% av totala kapitalet alt. kreditrating på minst BBB-/BBB-/Baa3	Minst 20% av totala kapitalet alt. kreditrating på minst BBB-/BBB-/Baa3			INGA KRAV
Finansiella garantier	JA	För 1 GW (Park AO4, 15 MW turbiner, 2022): SEK 1,75 miljarder vid drift (EUR 150 miljoner) ; SEK 930 miljoner (EUR 80 miljoner) förstudier	Ja. NOK 400 miljoner för att delta i budgivning. Ingen information om belopp efter budfas	Ja. DKK 1,6 bn (Thor 1 GW) for decommissioning (fully paid 15 yrs post start) plus DKK 1,1 bn for non compliance	JA. Min EUR 200 000/ MW ("centrally preassessed areas " 2023). 100% garanti n ställs 3 månader efter tillstånd	EUR 70M (Hollandse Kust West Kavel VI 756 MW) Guarantee to be paid 4 weeks post licence	Eko säkerhet. Ex: EUR 32 000/ MW Kriegers Flak), 1/2 vid byggstart, 1/2 vid op. Start
Finansiella garantier (MSEK)		1750	ingen information	2496	2320	1074	
Finansiella garantier (EUR / MW)	ingen information	ca EUR 150 000 / MW	ingen information	EUR 200-300 000/ MW (Check) Assumption Decex= 10% of capex	EUR 200 000/ MW	EUR 100 000 / MW	EUR 27 000/ MW
Krav cash/ likviditeter	Minst SEK 540 miljoner (GBP 45 miljoner)	Dokumenteras					INGA KRAV
Stress test av affärsmodell	JA	JA (priser, räntor etc)					INGA KRAV
Krav av dokumentation							
Affärsmodell för projektet inkl. antaganden och finansiering o	Finansieringsplan skickas in	JA. Fullständig affärsmodell skickas in samt	Krav på robust finansieringsplan, bevis				NEJ
Skatteinformation	JA	JA	JA				
Information som styrker erfarenhet	JA. CV nyckelpersonal skickas in samt detaljer	JA. CV nyckelpersonal skickas in samt detaljer	JA. CV nyckelpersonal skickas in samt detaljer	JA			
"Fit and proper" krav	JA. Kräver uttalande från sökande.	JA. Kräver uttalande från sökande.	JA. Kräver uttalande från sökande.	JA. Kräver uttalande från sökande.			
Riskhanteringsrapport	JA	JA					NEJ (inte i detalj)
Årsrapport verksamhetsutövare	JA	JA	JA. Årsrapport 3 år, revisorrapport 3 år, kreditvärderingsrapport 3 år,	JA. Årsrapport 3 år, revisorrapport 3 år, kreditvärderingsrapport 3 år			JA (rådighet)
Tekniskt kapabilitet							
Erfarenhet driva kommersiella projekt	JA. Minst SEK 300 miljoner (GBP 25 miljoner)	Dokumenteras	Dokumenteras				INGA SPEC KRAV
Health, Safety and Environmental policy	JA. Färslt undertecknad policy	JA. Färslt undertecknad policy	JA. Färslt undertecknad policy				INGA SPEC KRAV
Erfarenhet anslutning till nät	JA. Erfarenhet minst 50	JA. Se nedan	Ja. Måste bevisa erfarenhet av	JA. Erfarenhet byggt minst			INGA SPEC KRAV
Erfarenhet tillståndsprocess inom vind	JA. Erfarenhet minst 50 MW	JA. Erfarenhet byggnation minst 4,5 GW vind eller 2	Ja. Måste ha byggt minst 300 MW havsbaserad vindkraftpark	JA. Erfarenhet minst 150 MW			INGA SPEC KRAV
Ägarförhållanden							
Relevans	JA	JA					NEJ (open door policy)
"Fit and proper" screening	JA. screening mot penningtvätt, korruption, skattebrott	JA. Screening säkerhetsfrågor / strategiska sektorer. Grönt ljus krävs					
Källor:	UK Crown Estate Information Memorandum Leasing Round 4 (2019)	Information gällande parker AO4 (1 GW) och AO8 (ca 1,5 GW) Cahier des Charges parc eolien en mer Manche Est sep 2022; Dialogue concurrentiel park AO8	Prequalification criteria for the first phase of Sorlige Nordsjo II	Concession agreement Thor	BnetzA	Hollandse Kust Kavel VI Applicable Law (RVO)	
	thecrownestate.co.uk	https://www.cre.fr/documents/Appels-d-offres/dialogue-concurrentiel-n-3-2022-portant-sur-un-second-projet-d-installation-d-eoliennes-en-mer-posees-au-large-de-la-normandie-au-nord-de-la-zone	https://www.regjeringen.no/contentassets/bd4d260de2c242beb66149455 0b8d7a3/appendix-4-description-of-prequalification-criteria-for-the-first-phase-of-sorlige-nordsjo-ii.pdf	https://www.ethics.dk/ethics/pdf/b8b4d610-bfa1-4bfe-8808-6dcb212e27cb/public Material	2022 Danish Energy Agency Foreign experiences for awarding Offshore wind	https://english.rvo.nl/sites/default/files/2023-07/HKW_20220413_PSD_Appendix A.pdf	
		https://www.cre.fr/documents/Appels-d-offres/dialogue-concurrentiel-n-1-2020-portant-sur-des-installations-eoliennes-de-production-d-electricite-en-mer-dans-une-zone-au-large-de-la-normandie					

Referenser

Storbritannien Crown Estate Lease Round 4 2019-22 **Referens 4.2.16**

Holland Holländse Kust West Kavel VI 2022 (750 MW) **Referens 4.2.17**

Frankrike parker i Normandie AO4 (1 GW, 22) **Referens 4.2.18** resp. AO8 (1,5 GW 23) **Referens 4.2.19**

Norge Sörlige Nordsjö II (1,5 GW, 23) **Referens 4.2.20**

Danmark Thor (1 GW, 20) **Referens 4.2.21**

Tyskland garantibelopp enligt BNetzA. **Referens 4.2.22**

Bilaga B: Rekonstruktion Markbygden Ett AB (org 556896-0941). Målnr Ä 3118-23

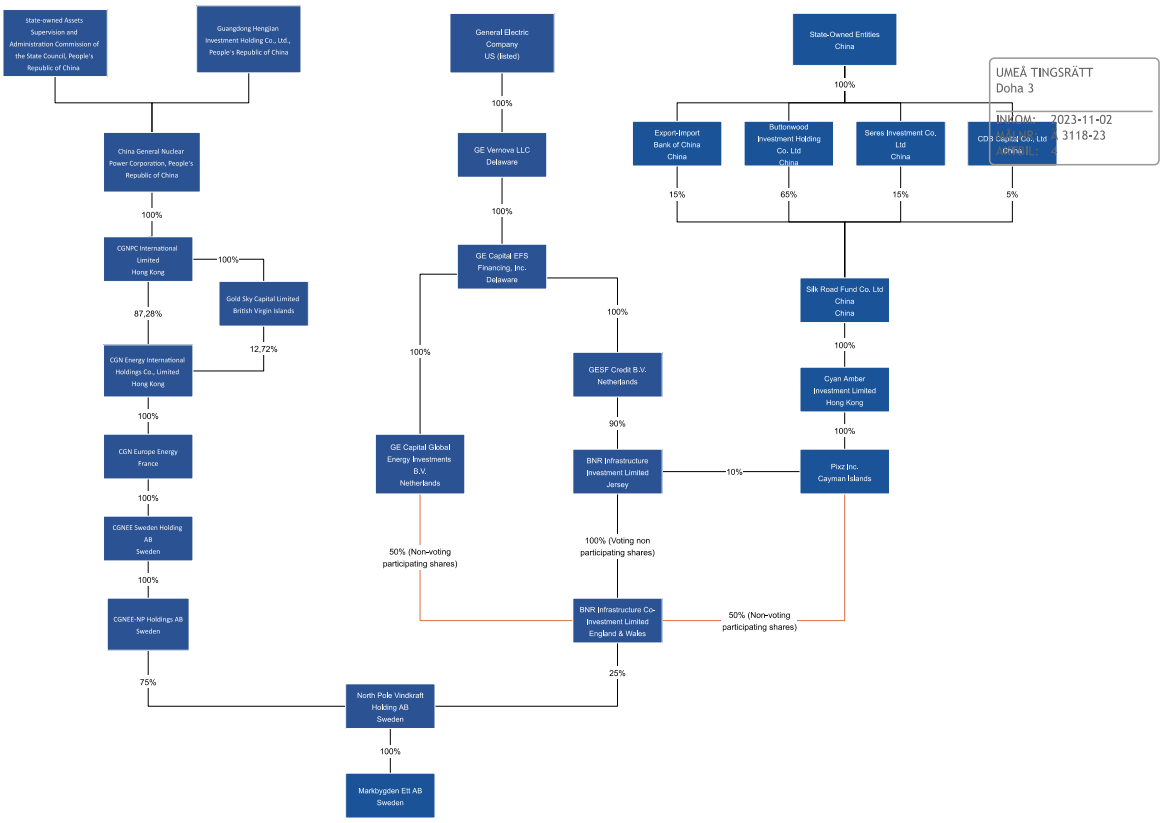
Källor till information:

Offentliga handlingar kan inte hämtas online utan finns hos Umeå Tingsrätt. Målnr Ä 3118-23

Ansökan om företagsrekonstruktion[1]

Aktbilga 4: Koncernstruktur[2]

Structure chart - Markbygden Ett AB



Aktbilagor 5,6,7: Årsredovisning 2022[3] resp resultat [4]och balansräkning 30/09/2023[5]

Observera att siffror i årsrapporten anges i euros inte i svenska kronor.

[1] Umeå TR Ä 3118-23 Aktbil 78, Protokoll sammanträde **Referens 4.2.23**
[2] Umeå TR Ä 3118-23 Aktbil 4, Bilaga 1 Koncernstruktur **Referens 4.2.24**
[3] Umeå TR Ä 3118-23 Aktbil 5, Bilaga 2 Årsredovisning räken **Referns 4.2.25**
[4] Umeå TR Ä 3118-23 Aktbil 6, Bilaga 3 Balans-_och_resultat **Referens 4.2.26**
[5] Umeå TR Ä 3118-23 Aktbil 7, Bilaga 4 Avstämd resultatrapp Referens **4.2.27**

Hållbarhetsupplysningar

Miljöinformation

Veksamheten som bolaget bedriver är tillståndspliktig enligt miljöbalken. Den huvudsakliga miljöpåverkan som verksamheten genererar är till sin karaktär visuell och bulleralstrande. Bolaget uppfyller de krav som av tillståndsgivande myndighet ställs för verksamheten.

Flerårsöversikt (kEUR)	**2022**	**2021**	**2020**	**2019**	**2018**
Nettoomsättning	21 307	46 471	26 648	18 854	1 303
Resultat efter finansiella poster	-122 309	-22 944	-28 400	3 844	-2 058
Balansomslutning	659 561	747 358	769 743	667 298	327 089
Soliditet (%)	7	1	1	1	3

För definitioner av nyckeltal, se Redovisnings- och värderingsprinciper.

Aktbilga 14: Justerad borgenärsförteckning[1]

Aktbilaga 23, Beslut om rekonstruktio[2]

[1] Umeå TR Ä 3118-23 Aktbil 14, Justerad borgenärsförteckning, **Referens 4.2.28**

[2] Umeå TR Ä 3118-23 Aktbil 77, BESLUT - Centrica_Energy_Tradi **Referens 4.2.29**

Bilaga C: EU Revisionsrättens frågeställning om havsbaserad vindkraftens hållbarhet

I samband med klimatmål har EU-kommissionen tagit fram en ambitiös strategi för förnybar havsbaserad energi (vindkraft och andra tekniker). I samband med denna process har havsbaserad vindkraft antagits uppfylla krav om hållbarhet för elenergiproduktion. Likväl har politiska beslut i medlemsländer som Sverige utgått från föreställningen att havsbaserad vindkraft är systematiskt hållbar.

I september 2023 ifrågasattes hållbarheten i den havsbaserade vindkraftens utveckling av EU:s egen institution, nämligen Revisionsrätten.

Revisionsrätten är, lik EU-kommissionen och Europaparlamentet, en av EU:s sju institutioner. Som EU:s externa revisor och väktare av EU:s finanser är institutionen helt oberoende av Kommissionen. I en uppmärksammad rapport[1] har Revisionsrätten studerat huruvida havsbaserad energi (främst **vindkraft) utvecklas på ett hållbart sätt i EU.** Rapporten ifrågasätter inte generellt EU:s strategi för en blå ekonomi.[2]Men Revisionsrätten varnar specifikt att Kommissionen **inte säkerställt hållbarheten i etableringen av vindkraftparker till havs**.

Om hållbarheten i EU:s planerad etablering av havsbaserad förnybarenergi:

- *”Den planerade utbyggnaden av havsbaserad förnybar energi innebär hållbarhetsutmaningar. När Kommissionen lade fram sitt förslag till EU:s strategi för havsbaserad förnybar energi uppskattade den inte de potentiella miljöeffekterna”*

Om tillgång till studier och data:

- *”Baserat på vår litteraturgenomgång konstaterade vi dock att många miljöaspekter i samband med den planerade utbyggnaden av havsbaserad förnybar energi ännu inte har beaktats. Det finns otillräckliga empiriska data och begränsade kunskaper om icke-nordliga arter och marina miljöer, eftersom de flesta av de befintliga studierna bygger på havsbaserade anläggningar i Nordsjön. Med tanke på den mänskliga verksamhet som finns till havs i dag och omfattningen av den planerade utbyggnaden av havsbaserad förnybar energi, från nuvarande 16 GW installerad kapacitet till 61 GW år 2030 och framåt, anser vi att miljöavtrycket på det marina livet kan bli betydande och inte har beaktats tillräckligt av kommissionen och medlemsstaterna.*

Om risken för betydande negativa konsekvenser:

- *”Den ryska invasionen har belyst vikten av EU:s energi oberoende, och våra hav kan vara del av lösningen… men EU:s blå revolution **bör inte drivas igenom till vilket pris som helst:***

[1] https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2023-22/SR-2023-22_EN.pdf **Referens 4.2.30**
[2] https://data.riksdagen.se/fil/4323C63C-F990-4D04-8BFC-EE6EFE8EA648 **Referens 4.2.31**

***den havsbaserade förnybara energin får inte ge betydande sociala eller miljömässiga skador**” N. Milionis, ledamot EU:s Revisionsrätt september 2023*

Frågans vikt och konsekvenser för EU:s medlemmar bör inte underskattas. Höga belopp står på spel. Hittills har EU-industristöd till havsbaserad förnybar energi uppgått till EUR 17 miljarder. Totalt förväntas enligt rapporten EUR 800 miljarder investeras i havsbaserad förnybar energi fram till 2050. Med tanke på att EU-Revisionsrättens primära ändamål är att värna om EU:s finanser (snarare än miljömål) förutsätter en fortsatt subventionering av havsbaserad vindkraft att hållbarheten i dessa projekt bekräftas.

⇨ EU:s egen institution **ifrågasätter hållbarheten i utvecklingen av havsbaserad vindkraft**. Att åtgärda kunskapsluckor och förbättra studier (bl.a. kumulativeffektanalyser) bör därför prioriteras.

BILAGA 1: INFORMATION OM FARTYGSKOSTNADER FÖR NEDMONTERING AV HAVSBASERAD VINDKRAFT

- **InterregDecomtools 2022**, European Regional Development Fund Rapport “Cost and Emission Analyses of Decommissioning of Offshore Wind Farms Using Reverse Installation Method: Cases of Lincs Limited, Gunfleet Sands, and Horns Rev I Wind Farms” 2022. Exempel: Horns Rev 1, kustnära park I Danmark. Tabell 2 sida 31.

Table 22. The vessel\equipment types and their rates assumed for Horns Rev I OWF

Removal Operation	Vessel types	Quantity	Mobilisation/Demobilisation (£)	Day rate
WT removal	JUV	2	400 k	178 k
Foundation removal	JUV	1	400 k	200 k
	BV	1	172.4 k	44 k
	TB	2	N/A	8.6 k
	ROV	1	34.48 k	3.45 k
OS and MM removals	JUV	1	400 k	178 k
	BV	1	172.4 k	44 k
	TBs	2	N/A	8.6 k
	ROV	1	34.48 k	3.45 k
Cable removal	CLV (inter)	1	445 k	134 k
	CLV (export)	1	445 k	134 k
	ROV	1	34.48 k	3.45 k
Seabed clearance and restoration	DCBV	1	100 k	50 k
	RDV	1	10.6 k	11.9 k
	BV	1	172.4 k	44 k
	ROV	1	34.48 k	3.45 k
	TBs	1	N/A	8.6 k

Länk till rapporten: https://northsearegion.eu/media/21105/cost-and-emission-analysis-of-decommissioning-og-offshore-wind-farms-using-reverse-installation-method.pdf **Referens 4.4.8**

- **Adedipe T, Shafiee M.** (2021) An economic assessment framework for decommissioning of offshore wind farms using a cost breakdown structure. International Journal of Life Cycle Assessment, Volume 26, Issue 2, February 2021, pp. 344–370. Sida 357

5.2 Execution phase cost

The cost of decommissioning execution includes the costs associated with lifting and removal of wind turbines, foundations, inter-array cables, offshore substation and met masts. The inputs required to estimate the cost of decommissioning execution include the type and number of vessels used, the number and time of trips to shore and cost of transportation spread, and the number and cost of offshore personnel and the time required for the removal activity. It is assumed that there is a transportation spread available at the time of removal for transportation to shore. The WoW is accounted for the time needed to complete each activity. The time taken to remove jacket foundations is assumed to be 80% of their installation time, whereas the time for wind turbines removal is 90% of installation time. The typical vessels used for wind turbines and foundations removal are jack up and HLVs. The daily rate of jack up vessels is £149,800/day, whereas the daily rate of HLVs is £288,900/day, inclusive of fuel costs. Based on the vessel day rates, the total lifting and removal cost of the wind turbines and their foundations will range between £81.72 and £157.31 million. Crew boats are estimated to be on site and

Länk till rapporten:
https://dspace.lib.cranfield.ac.uk/bitstream/handle/1826/16162/Economic_assessment_framework_for_decommissioning_of_offshore_wind-2021.pdf?sequence=4&isAllowed=y

- **NTNU** (Norges Teknisk Naturvitenskapelige Universitet) Optimizing the Design of Charter Contracts for Installation Vessels at Offshore Wind Farms using Branch-and-Price (Bruu, Tyssen, Thorsen, Bakkevig, 2022)

Nedanstående tabell 2.2. är tagen ur rapport sidan 8:Marie Tyssen Bruu och Lea Bakkevig Thorsen, ”Optimizing the Design of Charter Contracts for Installation Vessels at Offshore Wind Farms using Branch and-Price Master’s thesis in Industrial Economics and Technology Management”, June 2022 (https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/3023743)

Table 2.2: Vessel concepts used for offshore wind farm installation.

Vessels	Characteristics	Day rates (USD)
Tugboat	Used for towing non self-propelled barges or floating foundations	1 000 - 5 000
Crane barge	Crane capacity 1 000 - 4 000 tons	80 000 - 100 000
Jack-up barge	Self-elevating Seabed depth limitations Not self-propelled Crane capacity 200 - 1 300 tons	100 000 - 180 000
Cargo barge	Large deck area for cargo Not self-propelled	30 000 - 50 000
Monohull heavy lift vessel	Loading and lifting of heavy objects (e.g. OWT foundations)	250 000
Wind turbine installation vessel	Purpose-built jack-up vessel Self-elevating Seabed depth limitations Crane capacity 800 - 1 500 tons	150 000 - 250 000
Semi-submersible vessel	Large loading and lifting capacity Grat lifting height Crane capacity 2 000 - 20 000 tons	280 000 - 500 000
Rock-dumping vessel	Dumping rocks for seabed preparations, scour protection or cable burial	20 000 - 40 000
Cable-laying vessel	Cable installation (and burial) Equipped with ROV Cable carousel with capacity up to 7 000 tons	115 000
Cable burial vessel	Used for post-lay cable burial Equipped wit various burial tools	120 000

Övriga källor:

https://maritime-executive.com/article/clarksons-sees-pivotal-moment-for-offshore-wind-vessel-orders

BILAGA 2: INFORMATION OM EKONOMISK SÄKERHETSBELOPP OCH EKONOMISK SCREENING

Källor och beräkningar redovisas nedan.

Krav gällande verksamhetsutövare	Storbritannien	Frankrike	Norge	Danmark	Tyskland	Holland	Sverige
Krav om ekonomisk/ finansiell styrka							
Årsomsättning	Minst SEK 7 miljarder (GBP 600 miljoner)	Minst SEK 70 miljarder (EUR 6 miljarder) (Park AO8 1,4-1,6 GW, 2023)	Minst SEK 40 miljarder (NOK 40 miljarder)	Minst SEK 40 miljarder (DKK 26 miljarder)		Score based on economic feasability, experience	INGA KRAV
Eget capital/ soliditet	Minst SEK 840 miljoner (GBP 70 miljoner)	Minst 20% av totala investeringsbeloppet	Minst 20% av totala kapitalet alt. kreditrating på minst BBB-/BBB-/Baa3	Minst 20% av totala kapitalet alt. kreditrating på minst BBB-/BBB-/Baa3			INGA KRAV
Finansiella garantier	JA	För 1 GW (Park AO4, 15 MW turbiner, 2022): SEK 1,75 miljarder vid drift (EUR 150 miljoner) , SEK 930 miljoner (EUR 80 miljoner) förstudier	Ja. NOK 400 miljoner för att delta i budgivning. Ingen information om belopp efter budfas	Ja. DKK 1,6 bn (Thor 1 GW) for decommissioning (fully paid 15 yrs post start) plus DKK 1,1 bn for non compliance	JA. Min EUR 200 000/ MW ("centrally preassessed areas " 2023). 100% garantin ställs 3 månader efter tillstånd	EUR 70M (Hollandse Kust West Kavel VI 756 MW) Guarantee to be paid 4 weeks post licence	Eko säkerhet. Ex: EUR 32 000/ MW Kriegers Flak), 1/2 vid byggstart, 1/2 vid op. Start
Finansiella garantier (MSEK)		1750	ingen information	2496	2320	1074	
Finansiella garantier (EUR / MW)	ingen information	ca EUR 150 000 / MW	ingen information	EUR 200-300 000/ MW (Check) Assumption Decex= 10% of capex	EUR 200 000/ MW	EUR 100 000 / MW	EUR 27 000/ MW
Krav cash/ likviditeter	Minst SEK 540 miljoner (GBP 45 miljoner)	Dokumenteras					INGA KRAV
Stress test av affärsmodell	JA	JA (priser, räntor etc)					INGA KRAV
Krav om dokumentation							
Affärsmodell för projektet inkl. antaganden och finansiering o	Finansieringsplan skickas in	JA. Fullständig affärsmodell skickas in samt	Krav på robust finansieringsplan, bevis				NEJ
Skatteinformation	JA	JA	JA				
Information som styrker erfarenhet	JA. CV nyckelpersonal skickas in samt detaljer	JA. CV nyckelpersonal skickas in samt detaljer	JA. CV nyckelpersonal skickas in samt detaljer	JA			
"Fit and proper" krav	JA. Kräver uttalande från sökande.	JA. Kräver uttalande från sökande.	JA. Kräver uttalande från sökande.	JA. Kräver uttalande från sökande.			
Riskhanteringsrapport	JA	JA					NEJ (inte i detalj)
Årsrapport verksamhetsutövare	JA	JA	JA. Årsrapport 3 år, revisorrapport 3 år, kreditvärderingsrapport 3 år,	JA. Årsrapport 3 år, revisorrapport 3 år, kreditvärderingsrapport 3 år			JA (rådighet)
Teknisk kapabilitet							
Erfarenhet driva kommersiella projekt	JA. Minst SEK 300 miljoner (GBP 25 miljoner)	Dokumenteras	Dokumenteras				INGA SPEC KRAV
Health, Safety and Environmental policy	JA. Färskt undertecknad policy	JA. Färskt undertecknad policy	JA. Färskt undertecknad policy				INGA SPEC KRAV
Erfarenhet anslutning till nät	JA. Erfarenhet minst 50	JA. Se nedan	Ja. Måste bevisa erfarenhet av	JA. Erfarenhet byggt minst			INGA SPEC KRAV
Erfarenhet tillståndsprocess inom vind	JA. Erfarenhet minst 50 MW	JA. Erfarenhet byggnation minst 4,5 GW vind eller 2	Ja. Måste ha byggt minst 300 MW havsbaserad vindkraftpark	JA. Erfarenhet minst 150 MW			INGA SPEC KRAV
Ägarförhållanden							
Relevans	JA	JA					NEJ (open door policy)
"Fit and proper" screening	JA. screening mot penningstvätt, korruption, skattebrott	JA. Screening säkerhetsfrågor / strategiska sektorer. Grönt ljus krävs					
Källor:	UK Crown Estate Information Memorandum Leasing Round 4 (2019)	Information gällande parker AO4 (1 GW) och AO8 (ca 1,5 GW) Cahier des Charges parc eolien en mer Manche Est sep 2022; Dialogue concurrentiel park AO8	Prequalification criteria for the first phase of Sorlige Nordsjo II	Concession agreement Thor	BnetzA	Hollandse Kust Kavel VI Applicable Law (RVO)	
	thecrownestate.co.uk	https://www.cre.fr/documents/Appels-d-offres/dialogue-concurrentiel-n-3-2022-portant-sur-un-second-projet-d-installation-d-eoliennes-en-mer-posees-au-large-de-la-normandie-au-sein-de-la-zone	https://www.regjeringen.no/contentassets/bd4d260de2c242beb661494550b8d7a3/appendix-4-description-of-prequalification-criteria-for-the-first-phase-of-sorlige-nordsjo-ii.pdf	https://www.ethics.dk/ethics/eost/bfb4dfa10-bfa1-4bfe-8808-6deb212e27db/publicMaterial	2022 Danish Energy Agency Foreign experiences for awarding Offshore wind	https://english.rvo.nl/sites/default/files/2023-07/HKW_20220413_PSD_Appendix-A.pdf	
		https://www.cre.fr/documents/Appels-d-offres/dialogue-concurrentiel-n-1-2020-portant-sur-des-installations-eoliennes-de-production-d-electricite-en-mer-dans-une-zone-au-large-de-la-normandie					

Ekonomisk säkerhetsbelopp justeras för 1 GW storlek och anges i SEK (FX: DKK/SEK 1,56; EUR/SEK 11,6).

	Finansiella garantier för 1 GW park (SEK miljoner)
Danmark (Thor 1GW, total garantibelopp)	**4200**
Danmark (Thor 1GW, endast nedmontering)	**2496**
Tyskland	**2330**
Frankrike (2022, park AO4 1 GW)	**1 750**
Holland (Hollandse Kust West VI,750 MW, 2022- just. 1 GW)	**1074**
Sverige (Kriegers Flak 640 MW, 2022- prorata 1 GW)	**406**
Sverige (Kattegatt Syd, 1,2 GW, 2023- prorata 1 GW)	**333**
Sverige (Storgrundet 1 GW)	**314**
Sverige (Galatea 420 MW, 2023- prorata 1 GW)	**300**

Alla parker är 1 GW utom Hollandse Kust (750MW, garantier EUR 70m); Kriegers Flak (640 MW, garantier SEK 260M); Galatea (420 MW, garantier SEK126M), Kattegatt Syd (1,2 GW, garantier SEK400M) som justeras prorata till 1 GW.

Källor:

Sverige: Storgrundet (aktbilaga 537 Mål Storgrundet); Galatea- Galene (KN2023/01077), Kattegatt Syd (KN2023/01060), Kriegers Flak (regeringsbeslut M2018/02437). Villkor för tillståndsgivna parker 2021 eller senare; gällande svenska parker kan slutbelopp variera något med slutligt val antal turbiner (antagande 15-20 MW).

Danmark: Exempel Thor, tillståndsgiven 1 GW park i Danmark. Concession Agreement Thor 2021. https://www.ethics.dk/ethics/eo#/bfb4d610-bfa1-4bfe-8808-6deb212e27cb/publicMaterial **Referens 4.2.21**

Frankrike: Exempel AO4, tillståndsgiven 1 GW park i Frankrike utanför Normandie, 2022. https://www.cre.fr/documents/Appels-d-offres/dialogue-concurrentiel-n-3-2022-portant-sur-un-second-projet-d-installation-d-eoliennes-en-mer-posees-au-large-de-la-normandie-au-sein-de-la-zone

Normandie AO4 (1 GW, 22) **Referens 4.2.18** resp. AO8 (1,5 GW 23) **Referens 4.2.19**

Holland: Hollandse Kuest West VI 2022

https://english.rvo.nl/sites/default/files/2023-07/HKW_20220413_PSD_Appendix-A.pdf **Referens 4.2.17**

Storbritannien: Crown Estate Lease Round 4 2019-22 **Referens 4.2.16**

Norge: Sörlige Nordsjö II (1,5 GW, 23) **Referens 4.2.20**

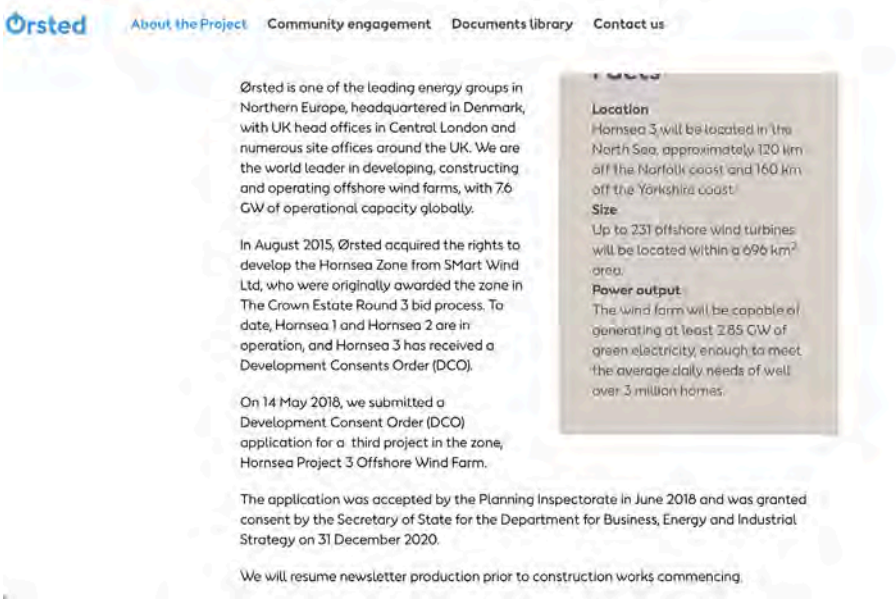
Tyskland: garantibelopp enligt BNetzA. **Referens 4.2.22**

Bilaga 3 Källor till information Europas största havsbaserade vindkraftparker (> 1 GW)

Hornsea One, Storbritannien

https://hornseaproject3.co.uk

Hornsea One



Wikipedia

Hornsea Wind Farm is a Round 3 wind farm which began construction in 2018.[1] Sited in the North Sea 120 km (75 mi) off the east coast of England, the eventual wind farm group is planned to have a total capacity of up to 6 gigawatt (GW).

The development has been split into a number of subzones. The 1.2 GW Project 1 gained planning consent in 2014. Construction of Hornsea One started in January 2018,[2] and the first turbines began supplying power to the UK national electricity grid in February 2019.[3] The turbines were all installed by October 2019 and the equipment fully commissioned in December 2019. [4] With a capacity of 1,218 MW, it was the largest in the world on its completion.

A second 1.4 GW Project 2 was given planning consent in 2016. First power was achieved in December 2021, and it became fully operational in August 2022 overtaking Hornsea One as the largest offshore wind farm in the world.[5]

In 2016 a third subzone was split into two projects Hornsea 3 and 4, with approximate capacities of 1–2 GW and 1 GW, increasing the capacity of the developed project to a maximum of 6 GW.

In July 2023, British government officials gave the final approval for Hornsea Four, the fourth phase of the wind project.[6] Hornsea Four is expected to generate 2.6GW, have 180 giant wind turbines, and has the capability to generate enough renewable energy to power 1 million homes in Britain.[7][8]

History [edit]

The tendering process for Round 3 offshore wind farm opportunities was begun by the Crown Estate in 2008. Bids were received in March 2009, and Zone Development Agreements signed in December 2009.[9] The Hornsea development zone was awarded to a joint venture (SMart Wind) of Siemens and a consortium *Mainstream Renewable Power* including Hochtief. The development had an estimated potential generating capacity of 4 GW.[10]

The Hornsea site is one of three off the British coast in the North Sea, roughly halfway between the other two: Dogger Bank Wind Farm and East Anglia Wind Farm.[11] The Hornsea site ('Zone 4', also known as 'Holderness' zone) has a total area of 4,730 square kilometres (1,830 sq mi), and is 38 kilometres (24 mi) from land at the closest point; water depth in the zone is from 22 to 73 metres (72 to 240 ft), with a tidal range of 2 to 5 metres (6 ft 7 in to 16 ft 5 in), and typical annual wave height of 1.35 to 1.78 metres (4 ft 5 in to 5 ft 10 in). The surface of the seabed consists

Hornsea Wind Farm



Country	England, United Kingdom (offshore)
Location	North Sea
Coordinates	53°53′06″N 1°47′28″E
Status	Operational
Commission date	2020 (Hornsea One) 2022 (Hornsea Two)
Owner(s)	Ørsted
Wind farm	
Type	Offshore
Power generation	
Units operational	174 × 7 MW (One) 165 × 8.4 MW (Two)
Make and model	Siemens Gamesa SWT-7.0-154 (One) Siemens Gamesa 8.0-167 DD (Two)
Nameplate capacity	1218 MW (One) 1386 MW (Two)
External links	
Website	hornseaproject3.co.uk
Commons	Related media on Commons

[edit on Wikidata]

Hornsea Two, Storbritannien

https://orsted.co.uk/energy-solutions/offshore-wind/our-wind-farms/hornsea2

About the project

Hornsea 2 became fully operational in August 2022 and is our 12th wind farm in the UK. It is operated and maintained from our East Coast Hub in Grimsby which supports a workforce of over 600 people.

Discover how offshore wind is transforming coastal communities →

The project covers an area of 462 square kilometres (178 square miles), equal to 31 times the size of Lake Windermere. The 165 Siemens Gamesa 8MW wind turbines deliver 20 percent more annual output than those used for Hornsea 1. One turbine rotation generates enough electricity to power a home for 24 hours.

https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2022/08/20220831559011

Ørsted is proud to announce that the world's largest installed windfarm, Hornsea 2, is now fully operational. The 1.3GW offshore wind farm comprises 165 wind turbines, located 89km off the Yorkshire Coast, which will help power over 1.4 million UK homes with low-cost, clean and secure renewable energy.

The wind farm is situated alongside its sibling Hornsea 1, which together can power 2.5 million homes and make a significant contribution to the UK Government's ambition of having 50 GW offshore wind in operation by 2030.

The Hornsea zone, an area of the North Sea covering more than 2,000 km2, is also set to include Hornsea 3. The 2.8 GW project is planned to follow Hornsea 2 having been awarded a contract for difference from the UK government earlier this year.

Hornsea 2 has played a key role in the ongoing development of a larger and sustainably competitive UK supply chain to support the next phase of the UK's offshore wind success story. In the past five years alone, Ørsted has placed major contracts with nearly 200 UK suppliers. Ørsted has invested GBP 4.5 billion in the UK supply chain to date and expects to make another GBP 8.6 billion of UK supply chain investments over the next decade.

Ørsted now has 13 operational offshore wind farms in the UK, providing 6.2GW of renewable electricity for the UK – enough to power more than 7 million homes. Hornsea 2 makes a significant contribution to Ørsted's global ambition of installing 30 GW offshore wind by 2030. Ørsted currently has approx. 8.9 GW offshore wind in operation, approx. 2.2 GW under construction, and another approx. 11 GW of awarded capacity under development including Hornsea 3.

Doggerbank A, B and C, Storbritannien

https://doggerbank.com

The projects

Dogger Bank Wind Farm is an offshore wind farm being developed in three phases – Dogger Bank A, B and C – located between 130km and 190km from the North East coast of England at their nearest points.

Collectively they will become the world's largest offshore wind farm.

Each phase will have an installed generation capacity of 1.2GW and represents a multi-billion pound investment. Combined, they will have an installed capacity of 3.6GW and will be capable of powering up to 6 million homes annually.^

Wikipedia

Dogger Bank Wind Farm is a group of offshore wind farms under construction 130 to 200 kilometres (81 to 124 mi) off the east coast of Yorkshire, England in the North Sea.[1][2] It is considered to be the world's largest offshore windfarm.[3] It was developed by the Forewind consortium, with three phases envisioned - first phase (**Creyke Beck A** and **B**), second phase (**Teesside A** and **B**) and third phase (**Teesside C** and **D**). In 2015 the third phase was abandoned,[4] while the first and second phases were granted consent. It was initially expected that the Dogger Bank development will consist of four offshore wind farms, each with a capacity of up to 1.2 GW, creating a combined capacity of 4.8 GW. As of 2023, a total of 277 turbines are expected to be built and produce a capacity of 3.6 GW, enough to power 6 million homes.[3]

Since 2017 Creyke Beck A and B and Teesside A are developed by **Dogger Bank Wind Farm Limited** as **Dogger Bank A, B and C**,[5] while Teesside B is developed by Sofia Offshore Wind Farm Limited as **Sofia Offshore Wind Farm**. All four farms were successful in the 2019 contract for difference auction and have a delivery date between 2023 and 2025.[6]

On 10 October 2023, the offshore wind farm started producing electricity for the first time.[2]

Project overview [edit]

Dogger Bank is in the North Sea, located between 130 and 200 kilometres (81 and 124 mi) off the east coast of Yorkshire. It is one of nine offshore zones belonging to the Crown Estate which formed part of the third licence round for UK offshore wind farms.

The Dogger Bank is an attractive location for offshore wind farms because it is far away from shore, avoiding complaints about the visual impact of wind turbines, yet the water depth is shallow enough for traditional fixed foundation wind turbine designs.[7] Fixed-foundation wind turbines are economically limited to maximum water depths of 40 to 50 metres (130 to 160 ft),[8] at greater water depths new floating wind turbine designs are required, which currently cost significantly more to build.[9]

The Forewind consortium was formed by the four owner companies – SSE, RWE, Statoil and Statkraft – in November 2008 in response to the third licence round.[10] In January 2010, Forewind was announced as the developer for the Dogger Bank Zone, the largest of the Round 3 zones.[10] Statoil increases its share from Statkraft, beginning in 2017.[11] In August 2017 new ownership arrangements were announced, SSE and Equinor (formerly Statoil) have each taken 50% share in Dogger Bank Creyke Beck A, B and Teesside A, while Innogy (RWE subsidiary) has taken Teesside B and renamed it to Sofia Offshore Wind Farm.[12] Originally projected to produce up to 9 GW of power, the plan was scaled down to 7.2 GW in 2014,[13][14] and scaled down even further to 4.8 GW in 2015.[15] As of 2023, it is projected that Dogger Bank A, B and C will produce 3.6 GW of power. Some of the steel used is from Port Talbot Steelworks.[16]

Dogger Bank Wind Farm



Country	United Kingdom
Location	Dogger Bank
Coordinates	54°45′N 1°55′E
Status	Under construction
Owner(s)	multiple
Wind farm	
Type	Offshore
Distance from shore	125 km (78 mi)
Power generation	
Make and model	GE Haliade-X 13 MW (A) GE Haliade-X 13 MW (B) GE Haliade-X 14.7 MW (C) Siemens Gamesa 14-222 DD (Sofia)
Units planned	95 × 13 MW (A) 95 × 13 MW (B) 87 × 14.7 MW (C) 100 × 14 MW (Sofia)
Nameplate capacity	1235 MW (A) 1235 MW (B) 1218 MW (C) 1400 MW (Sofia)
External links	
Website	doggerbank.com

[edit on Wikidata]

Seagreen, Storbritannien

https://www.seagreenwindenergy.com

The operational Seagreen Offshore Wind Farm is Scotland's largest, located around 27km from the coast of Angus in the North Sea.

A joint venture between **TotalEnergies (51%)** and **SSE Renewables (49%)**. Seagreen is also the holder of the record for the world's deepest fixed bottom foundation△.

Seagreen has 114 turbines with a total generating capacity of 1,075MW. Following first power in August 2022 the site became fully operational in October 2023. Power is exported via around 19km of underground cables from landfall at Carnoustie to a new substation at Tealing near Dundee.

The 114 turbines can provide enough green energy to power more than 1.6 million homes, equivalent to two-thirds of all Scottish homes*. They will also displace over 2 million tonnes of carbon dioxide from electricity generated by fossil fuels every year – similar to removing more than a third of all of Scotland's annual car emissions and making a significant contribution to Scotland's net-zero ambition by 2045*.

Seagreen was consented with permission to install 150 offshore wind turbines.

The remaining 36 offshore wind turbines are consented but not yet constructed. The power will be exported to the grid via Cockenzie, East Lothian. Information relating to this connection



Wikipedia

Seagreen is an offshore wind farm located in the North Sea off the coast of Scotland. It became the largest offshore wind farm in Scotland when it became fully operational in 2023.[1]

The wind farm consists of 114 Vestas V164 wind turbines with a capacity of 10 MW each. The farm has a total capacity of 1,075 MW.[2]

See also [edit]

- Wind power in the United Kingdom

References [edit]

1. ^ "Scotland's largest offshore wind farm, Seagreen, Now Fully Operational". *4c Offshore*. Retrieved 2023-10-19.
2. ^ "Seagreen Wind Energy - Home". *SeagreenWindEnergy*. Retrieved 2023-10-19.

External links [edit]

- Official website

This article about a wind farm is a stub. You can help Wikipedia by expanding it.

This article about a Scottish building or structure is a stub. You can help Wikipedia by expanding it.



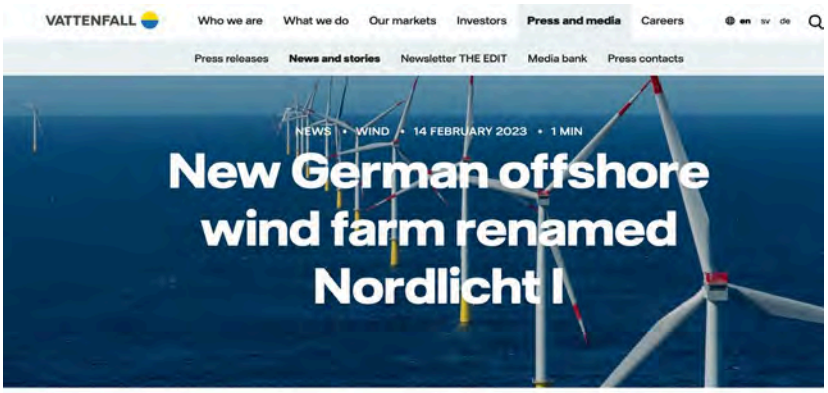
Sofia, Storbritannien

https://sofiawindfarm.com



Nordlicht/ N 7.2, Tyskland

https://group.vattenfall.com/press-and-media/newsroom/2023/new-german-offshore-wind-farm-renamed-nordlicht-i



The German 980 MW wind project "N-7.2" located in the North Sea has been renamed Nordlicht I. By the end of 2027 it will produce fossil-free wind power for one million German households.

In the coming years, Vattenfall intends to build Nordlicht I, a state-of-the-art offshore wind farm with an installed capacity of 980 megawatts without government subsidies. Subject to the company's final investment decision, Nordlicht I can go online by the end of 2027. In continuous operation, the wind farm can then produce an amount of electricity per year that corresponds to the annual consumption of more than one million average German households.

The construction area for Nordlicht I is around 85 kilometres north of the island of Borkum. As part of the bidding process for this area, Vattenfall asserted its so-called right of entry in autumn 2022.

The responsible project manager at Vattenfall, Matthias Buko, says about the naming of Nordlicht I: "The name N-7.2 was a standardized identifier for the project area. Traditionally, offshore wind projects have been given individual names. Accordingly, the project team decided early on that the wind farm to be built on this area needed a new and more personal name. The new name refers to the location of the wind farm in the North Sea. Also the fossil-free electricity produced there is symbolically in harmony with the generation of light," Buko says.

Facts Nordlicht I

- First power: 2027
- Capacity: 980 MW
- Surface: 52.63 km²
- Distance to shore: 96 km
- Water depth: 37-39 m

Borkum Riffgrum 3, Tyskland

Wikipedia

Borkum Riffgrund 3 [Bearbeiten | Quelltext bearbeiten]

Das Vorhabengebiet für den Offshore-Windpark *Borkum Riffgrund 3* liegt ca. 53 Kilometer vor der Insel Borkum. Zum Einsatz kommen sollen 83 Windkraftanlagen des Typs Siemens Gamesa SG 11.0-200, die Inbetriebnahme ist für 2025 geplant.[39]

Der Windpark bestand ursprünglich aus drei Teilprojekten, die von Ørsted (vormals: Dong Energy) im September 2019 zu einem 913 MW-Projekt zusammengefasst wurden.[40] Im Jahr 2020 beantragte die *Borkum Riffgrund 3 GmbH* mit Sitz in Hamburg den Bau und Betrieb von 83 Windenergieanlagen. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erteilte am 13. Oktober 2021 die Genehmigung nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz.[41] Die früheren Genehmigungen für die Teilprojekte sind nicht mehr gültig. Im Dezember 2021 hat Ørsted schließlich die finale Investitionsentscheidung zugunsten von Borkum Riffgrund 3 getroffen.[42]

Teile des Stroms werden über Energielieferverträge mit langjähriger Laufzeit an Unternehmen geliefert:

- 350 MW an den Onlineversandhändler Amazon
- 186 MW an das Chemieunternehmen BASF
- 100 MW an den Werkstoffhersteller Covestro
- 100 MW an die Energie-Handels-Gesellschaft der Rewe Group
- 50 MW an das Technologieunternehmen Google LLC

Beteiligungsstruktur von Borkum Riffgrund 3 (Stand: 20. Oktober 2021):[43]

Anteil	Anteilseigner
50 %	Ørsted
50 %	Glennmont Partners

Gennaker, Tyskland

Wikipedia

Offshore-Windpark Gennaker

Der Windpark **Gennaker** ist ein geplanter Offshore-Windpark in der südlichen Ostsee, etwa 15 km nördlich des Darß in Mecklenburg-Vorpommern.

Die Fläche befindet sich im Bereich um den vorhandenen OWP EnBW Baltic 1 innerhalb des Küstenmeeres.[1] Er soll aus 103 Windenergieanlagen von Siemens Gamesa mit einer Nennleistung bis zu 9 Megawatt (MW) und einem Rotordurchmesser von 167 Metern bestehen und insgesamt 927 MW Nennleistung erbringen.[2] Im Juni 2019 erhielt die *OWP Gennaker GmbH* mit Sitz in Bremen, eine frühere Tochter der Wpd, die Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz für die Errichtung und den Betrieb der 103 Anlagen.[3] Geplanter Baubeginn ist 2023, die volle Kapazität soll bis 2026 erreicht sein.[4]

Im Mai 2022 verkaufte Wpd das Offshore-Geschäft an den Infrastrukturfonds Global Infrastructure Partners, die die Aktivitäten in der *Skyborn Renewables GmbH* weiterführen.[5]

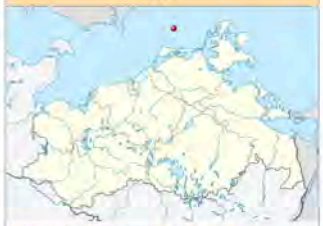
Ende 2022 beantragte der Betreiber eine wesentliche Änderung: Statt Siemens SWT-8.0-154 soll die *Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD* gebaut werden.[6]

Netzanschluss [Bearbeiten | Quelltext bearbeiten]

Die Windenergieanlagen werden durch Mittelspannungskabel mit zwei Umspannplattformen im Windpark verbunden, die den Strom auf Höchstspannung von 220 kV transformieren. Von dort aus wird der Strom über Seekabel in ein neues Umspannwerk im Raum Gnewitz ans Festland übertragen. Die Netzanbindung besteht aus drei Drehstrom-Leitungssystemen, die je eine Länge von rund 50 Kilometern auf See und 35 Kilometern an Land haben. Für den Netzanschluss ist das Unternehmen 50Hertz Offshore zuständig.[7]

Offshore-Windpark Gennaker

Lage



Mecklenburg-Vorpommern, Deutschland

Koordinaten	ö 54° 36′ 59″ N, 12° 39′ 14″ O
Land	Deutschland Mecklenburg-Vorpommern
Gewässer	Ostsee

Kritik [Bearbeiten | Quelltext bearbeiten]

Gegen die Ausweisung des marinen Vorranggebietes für Windenergieanlagen im Landesraumentwicklungsprogramm nördlich der Halbinsel Fischland-Darß-Zingst vom 27. Mai 2016 haben die Gemeinden Zingst, Prerow, Born a. Darß und zwei regionale Tourismusverbände Antrag auf Normenkontrolle gestellt. Sie befürchten negative Auswirkungen auf den Tourismus insbesondere auf die Ostseeheilbäder als touristisches Ziel. Ihre wirtschaftliche Situation und Unabhängigkeit hänge im Wesentlichen vom touristischen Erfolg im Gemeindegebiet ab. Das Oberverwaltungsgericht Mecklenburg-Vorpommern hat die Anträge bereits als unzulässig abgelehnt, weil die Antragsbefugnis fehle. Allein der Umstand, dass die Windenergieanlagen von dem jeweiligen Gemeindegebiet aus zu sehen sein werden, reicht insoweit nicht aus.[8]

Der Naturschutzbund Deutschland (NABU) fürchtet negative Auswirkungen auf Vogelarten (darunter Kraniche, Trauer- und Eisenten sowie Singvögel). Der Windpark befinde sich in einem zentralen Flugkorridor zwischen Skandinavien und Südeuropa.[9] Der NABU wendet zudem ein, der Windpark beeinträchtige Schutzgebiete in unmittelbarer Nähe (Kadetrinne, Plantagenetgrund, Vorpommersche Boddenlandschaft und nördlicher Strelasund), stelle eine Gefahr für Schweinswale dar, erhöhe die Gefahr einer Havarie und sei ohne zugewiesenen Netzanschluss nicht genehmigungsfähig.[10] Stand März 2022 war über den Widerspruch noch nicht entschieden.[11]

Daten	
Typ	Offshore-Windpark
Primärenergie	Windenergie
Leistung	927 MW
Eigentümer	Skyborn Renewables
Betreiber	OWP Gennaker GmbH
Projektbeginn	2016
Betriebsaufnahme	2026 (geplant)
Turbine	103 × Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD
Website	Skyborn
Stand	2022

Einzelnachweise [Bearbeiten | Quelltext bearbeiten]

1. ↑ Offshore-Vorhaben Website des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), abgerufen am 20. Juli 2022
2. ↑ *Größter Offshore-Windpark in der Ostsee genehmigt.* In: *Erneuerbare Energien. Das Magazin.* 4. Juni 2019, abgerufen am 21. März 2022.
3. ↑ *Zweiter Windpark vor dem Darß genehmigt.* In: *Schweriner Volkszeitung.* 3. Juni 2019, abgerufen am 7. Juli 2020.
4. ↑ Benjamin Klare: *Siemens Gamesa liefert Turbinen für „Gennaker“: Master Supply Agreement mit Bremer Projektentwickler WPD · 927-Megawatt-Windpark entsteht in der Ostsee.* In: *Täglicher Hafenbericht* vom 6. Juli 2022, S. 3
5. ↑ *Saudi fund picks up stake in GIP's offshore wind developer Skyborn.* In: *splash247.com.* 14. Dezember 2022, abgerufen am 22. Dezember 2022.
6. ↑ *Wesentliche Änderung gemäß § 16 BImSchG zur Errichtung und zum Betrieb von 103 Offshore-Windenergieanlagen im Offshore-Windpark Gennaker im marinen Vorranggebiet für Windenergieanlagen gemäß LEP M-V 2016 ca. 15 km nördlich der Halbinsel Fischland-Darß-Zingst.* Staatliches Amt für Landwirtschaft und Umwelt Vorpommern, 14. November 2022, abgerufen am 22. Dezember 2022.
7. ↑ *Netzanschluss OST-6-1.* 50Hertz Transmission, abgerufen am 22. Dezember 2022.
8. ↑ OVG Mecklenburg-Vorpommern, Beschluss vom 26. Juni 2019, 3 KM 83/17
9. ↑ *Neues Projekt in Planung: Wird Windpark Baltic 1 zur Keimzelle?* In: *n-tv.de.* 2. Mai 2021, abgerufen am 21. März 2022.
10. ↑ *Hintergrundwissen zum OWP Gennaker.* NABU Mecklenburg-Vorpommern, abgerufen am 21. März 2022.
11. ↑ *Verband will mehr Windparks in der Ostsee.* In: *sueddeutsche.de.* 21. März 2022, abgerufen am 11. April 2022.

He Dreiht, Tyskland

https://www.enbw.com/renewable-energy/wind-energy/our-offshore-wind-farms/he_dreiht/

The He Dreiht North Sea wind farm at a glance

The Low German name for EnBW's third wind farm in the North Sea – He Dreiht or "It Spins" – could hardly be a more apt description: From the end of 2025, the 64 wind turbines with an installed output of 960 MW around 90 kilometers northwest of the island of Borkum and 110 kilometers west of Helgoland will be connected to the grid. As one of the first offshore wind farms to be built without state funding, it will instantly double EnBW's offshore portfolio of 976 MW.

Following the commissioning of the EnBW Hohe See and Albatros wind farms in the North Sea, the He Dreiht wind farm is taking things into completely different dimensions, with the Vestas V236-15 turbines, each capable of generating an output of 15 MW, being used commercially for the first time. EnBW is thus once again playing a pioneering role on the high seas. With a total installed output of 960 MW, He Dreiht is also currently one of Europe's largest energy transition projects and will be able to supply 1.1 million households with renewable energy.

At a hub height of 142 meters, the rotor with a diameter of 236 meters sweeps through an area of 43,742 square meters per revolution – equivalent to the area of six football fields. The Dutch-German grid operator TenneT will connect the wind farm to the grid using an offshore converter station and two high-voltage DC export cables. The cables will be laid over a distance of 120 kilometers underwater and 110 kilometers on land.

Wikipedia

Der **Offshore-Windpark *He Dreiht*** ist ein geplanter Offshore-Windpark in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee, ca. 85 km nördlich der Insel Borkum und ca. 104 km westlich der Insel Helgoland. Die Bezeichnung *He Dreiht* ist niederdeutsch für *er dreht*.[1] Die installierte Leistung soll bei 960 MW liegen, die Inbetriebnahme ist für 2025 geplant.

Inhaltsverzeichnis [Verbergen]

1 Planungsgeschichte
1.1 Planungsbeginn und ursprüngliche Planungen
1.2 Aktuelle Planung
2 Windenergieanlagen
3 Netzanbindung
4 Betrieb
5 Siehe auch
6 Weblinks
7 Einzelnachweise

Planungsgeschichte [Bearbeiten | Quelltext bearbeiten]

Planungsbeginn und ursprüngliche Planungen [Bearbeiten | Quelltext bearbeiten]

Ursprünglich wurde der Windpark von der *EOS Offshore AG* aus Varel, ein damaliges Gemeinschaftsunternehmen von innoVent und wpd geplant. Auf Antrag der *EOS Offshore AG* vom 24. Januar 2002 zur Errichtung und zum Betrieb von 119 Windenergieanlagen (WEA) der 4,5-MW-Klasse wurde der Windpark am 20. Dezember 2007 mit zunächst 80 WEA vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) nach Seeanlagenverordnung genehmigt.[2][3] Die Genehmigung für die übrigen 39 WEA wurde durch die Wasser- und Schifffahrtsdirektion Nord abgelehnt, da dem Antrag eine Bewertung des kumulativen Risikos einer Schiffskollision mit den Anlagen fehlte.[4]

Das genehmigte Teilprojekt wurde im Mai 2008 an die EnBW Energie Baden-Württemberg veräußert.[5] Die inzwischen umfirmierte *EnBW Nordsee Offshore GmbH* ergänzte am 23. Juli 2009 die geforderte Risikoanalyse. Die Genehmigung für die 39 WEA wurde schließlich am 22. Februar 2010 erteilt.[6] Der Windpark soll auf einer Fläche von etwa 60 km² mit Wassertiefen von 37 bis 43 Metern entstehen. Geplant war die Errichtung und der Betrieb von 119 WEA mit einer Leistung von je bis zu 5 MW. Dies ergäbe eine Gesamtleistung von 595 MW.

Seit Dezember 2012 läuft der Offshore-Windpark unter dem Namen *EnBW He Dreiht*, der Genehmigungsinhaber ist die *EnBW He Dreiht GmbH* mit Sitz in Stuttgart (vormals: Varel).

Für *He Dreiht* sicherte sich EnBW im April 2017 einen Zuschlag für 900 MW. Bei der Ausschreibung nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz bot EnBW 0,00 Cent pro Kilowattstunde und sicherte sich somit Netzanschlusskapazität, ohne Anspruch auf

Offshore-Windpark *He Dreiht*

Lage



Nordsee

Koordinaten	54° 21′ 0″ N, 6° 12′ 0″ O
Land	Deutschland
Gewässer	Nordsee
Daten	
Typ	Offshore-Windpark
Primärenergie	Windenergie
Leistung	960 MW (elektrisch)
Eigentümer	50,1 % EnBW 16,6 % Norges Bank Investment Management 16,6 % AIP Management 16,6 % Allianz Capital Partners

Hollandse Kust, Holland

Wikipedia

Hollandse Kust Zuid Offshore Wind Farm

2 languages

Article Talk Read Edit View history Tools

From Wikipedia, the free encyclopedia

Coordinates: 52°22'00"N 4°07'00"E

Hollandse Kust Zuid Wind Farm (officially **Hollandse Kust (Zuid) Wind Farm Zone**) is an offshore wind farm being built in the Dutch part of the North sea. The farms consists of 4 sites and 2 wind farms.[1] Both farms are developed by Vattenfall as a single project. The farm will have a total installed capacity of 1529 MW. The farm consists of 139 Siemens Gamesa 11.0-200 DD wind turbines with a capacity of 11 MW each.[2]

Construction of the farm started in June 2021. The last wind turbine was installed on 13 June 2023.[3] The wind farm was inaugurated by king Willem Alexander on 29 September 2023. The wind farm is expected to be fully operational in 2024.[4]

Originally 140 wind turbines were planned. In January 2022 (while the wind farm was still being built) bulk carrier *Julietta D* lost power during a storm and became rudderless. It collided with one of the wind turbine foundations and one of the two offshore substations. The jacket of the substation suffered only minor damage. The monopile however was damaged beyond repair. The damaged foundation will be removed in 2024.[3]

Wind Farms [edit]

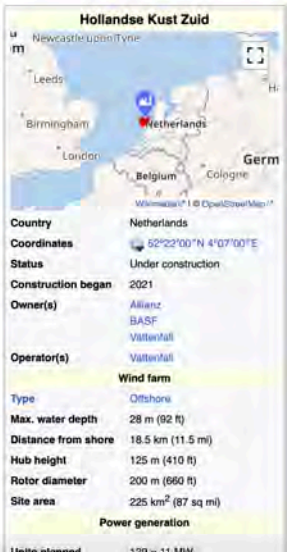
Hollandse Kust (Zuid) I & II [edit]

The tender for this farm was held in December 2017. Chinook, a subsidiary of Vattenfall, was announced the winner on 19 March 2018.[5] The wind farm has a total capacity of 770 MW.

Hollandse Kust (Zuid) III & IV [edit]

The tender for the second farm was held in March 2019. Vattenfall was announced the winner on 10 July 2019.[6] The wind farm will also have a capacity of 770 MW.

See also [edit]



Hollandse Kust Zuid	
Country	Netherlands
Coordinates	52°22'00"N 4°07'00"E
Status	Under construction
Construction began	2021
Owner(s)	Allianz BASF Vattenfall
Operator(s)	Vattenfall
Wind farm	
Type	Offshore
Max. water depth	28 m (92 ft)
Distance from shore	18.5 km (11.5 mi)
Hub height	125 m (410 ft)
Rotor diameter	200 m (660 ft)
Site area	225 km² (87 sq mi)
Power generation	

Windpark Hollandse Kust Noord is een gepland windmolenpark 18,5 kilometer uit de kust van Noord-Holland. Het park omsluit het al bestaande Prinses Amaliawindpark (operationeel in 2008) en raakt aan het Windpark Egmond aan Zee (2007).[2]

In 2020 won CrossWind, een consortium van Shell en Eneco, de vergunning om het park (zonder subsidie) aan te leggen.[3] Op 18,5 kilometer uit de kust ter hoogte van Egmond aan Zee komen 69 windturbines van elk 11 megawatt (MW), goed voor een totaal vermogen van 759 MW. De turbines zullen worden geleverd door Siemens Gamesa en zijn van het type SG 11.0-200 DD, met een rotordiameter van 200 meter.[4] Er wordt een productie voorzien van minstens 3,3 TWh per jaar.[5]

Aannemer Van Oord zal het park gaan aanleggen.[4] De aansluiting van het windpark op het hoogspanningsnet wordt verzorgd door netbeheerder TenneT.[6][7]

In april 2023 is de eerste van de 69 windturbines geplaatst.[5] Naar verwachting zal het park tegen de zomer de eerste stroom gaan leveren aan het Nederlandse net. Het hele project zal eind 2023 worden afgerond.[5]

Externe links [bewerken | broncode bewerken]

- www.crosswindhkn.nl



Windpark Hollandse Kust Noord	
Land	Nederland
Locatie	Noordzee
Afstand tot de kust	18 km voor Noord-Holland
Coördinaten	52° 37' NB, 4° 12' OL
Oppervlakte	290 km²
Techniek	
Technologie	windenergie
Primaire brandstof	wind
Energieproductie	
Vermogen	759 MW
Windmolens	
Aantal	69
Type	SG 11.0-200 DD
Vermogen	11 MW
Diameter	200 m
Infrastructuur	
Netaansluiting	Beverwijk
Operationeel	
Inbedrijfname	eind 2023[1]
Eigenaar	CrossWind



Hollandse Kust West Offshore Wind Farm

1 language

Article Talk | Read Edit View history Tools

From Wikipedia, the free encyclopedia

Coordinates: 52°41'N 3°46'E

Hollandse Kust West Wind Farm (officially **Hollandse Kust (West) Wind Farm Zone**) is a planned offshore wind farm in the Dutch part of the North Sea. The wind farm consists of 3 sites with a capacity of around 700 MW each. The farm is located around 53 km off of the Dutch coast.[1] it is the third offshore wind farm in the Netherlands after the Hollandse Kust Zuid and Hollandse Kust Noord wind farms to be built without subsidies .

Originally only 2 sites were planned. A possible third site was added in 2022.

Wind Farms [edit]

Hollandse Kust (West) VI [edit]

The tender for this site was won by Ecowende, a consortion of Shell and Eneco.[2] The wind farm will be built by Van Oord.[3]

Hollandse Kust (West) VII [edit]

The tender for the second site was won by Oranje Wind Power II, a subsidiary of RWE. The site will have an installed capacity of around 760 MW.[4]

Hollandse Kust (West) VIII [edit]

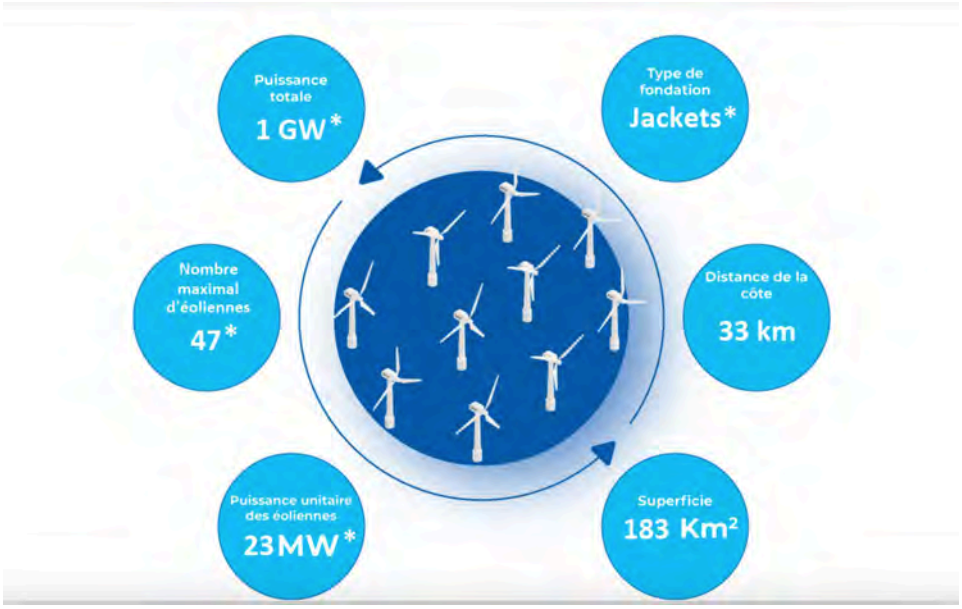
The site was added in 2022. The tender for this site is expected to be held in 2026 or 2027.[5]

See also [edit]

- List of Offshore Wind Farms

Centre Manche, Frankrike

https://www.eoliennesenmer.fr/facades-maritimes-en-france/facade-manche-mer-du-nord/centre-manche-1



https://www.edf-renouvelables.com/en/edf-renewables-and-maple-power-awarded-the-fourth-offshore-wind-tender-launched-by-the-french-state-securing-a-one-gigawatt-project-off-the-coast-of-normandy-france/

Paris, March 27th, 2023 - **Following the fourth offshore wind tender launched in January 2021, the French Ministry of Energy Transition has chosen Eoliennes en Mer Manche Normandie, the project company owned by the EDF Renewables and Maple Power consortium, to design, build, operate and decommission the future offshore wind farm called "Centre Manche 1" (Normandy). This new offshore wind project will provide France a competitive and renewable electricity, contributing to the country's carbon neutrality objective.**

The future Centre Manche 1 offshore wind farm will be located more than 32 km off the coast of the departments of Manche and Calvados in the region of Normandy, France. With an expected installed capacity of approximately 1GW, it will supply the equivalent of the annual consumption of more than 1.5 million people, approximately half of the electricity needs of the population of the Normandy region.

This is the fifth offshore wind project in France and the third in Normandy developed by EDF Renewables together with Maple Power and its shareholders – Enbridge Inc. and Canada Pension Plan Investment Board – as part of the fixed bottom offshore wind tenders launched by the French State since 2011.

Leaders in offshore wind in France, EDF Renewables together with Maple Power and its shareholders, have developed and built France's first offshore wind farm off the coast of Saint-Nazaire with a capacity of 480MW, in operation since late 2022. In parallel, they are building Fécamp (500MW) and Calvados (450MW) offshore wind farms, and the Provence Grand Large floating offshore pilot project (25MW). Finally, EDF Renewables and Enbridge are pursuing the development of the Dunkirk offshore wind farm (600MW).

The Centre Manche 1 project is part of the French government's ambitious objective to commission around 50 offshore wind farms by 2050, amounting to a capacity of 40GW.

EDF Renewables and Maple Power are committed to continuing close dialogue and consultation, ensuring local integration throughout the development of the project, as well as during the construction and operation phases with all the stakeholders concerned (State, local authorities, industrial companies, fishermen, environmental associations, etc.). The wind farm is expected to be commissioned by around 2030.

Manage consent

Thor, Danmark

https://thor.rwe.com/Home

1.000 MW Max. capacity	**15 MV** Turbine Type	**72 WTG** Number of WTG
Monopile FOU concept	**Offshore & Onshore** Substations	**Onshore** Grid connection
28 metre Water depth (average)	**Good** Soil condition	**25 km** Distance to shore

Wikipedia- wind farms in Denmark

Future sites [edit]

The list is sorted by capacity, but it can be sorted in any way by clicking *once or twice* on the triangle symbols (▵) at the top in each column.

Wind farm	Location	Capacity (MW)	Turbines	Commissioning	Build Cost	Cap. fac.	Depth range (m)	km to shore	Owner	Refs.
Vesterhav	56.38°N 8°E	344	41 x Siemens SG 8.4MW	2023	€769m, 0.475 DKK/kWh		16 - 28	4 - 10	Vattenfall	[37][38][39][40]
Thor	56.33°N 8°E	1000		2027	DKK 15.5 B			20	RWE	[41][42][43]

Övriga källor

https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_offshore_wind_farms

https://en.wikipedia.org/wiki/Lists_of_wind_farms