

# Miljø-, transport- og anleggsplan (MTA) med detaljplan og søknad om konsesjonspliktig endring for Friestad Vindkraftverk

30.12.2019

---



## Innhold

1.	Innledning.....	3
1.1.	Status for andre planer og tillatelser.....	4
1.2.	Foreløpig fremdriftsplan.....	5
1.3.	Kort om konsesjonsvilkår .....	6
1.4.	Drift.....	6
2.	Skildring av planprosess (jf. vilkår om involvering) .....	7
3.	Skildring av tiltaket og arealbruken, jf. Vilkår om detaljplan .....	9
4.	Terrenginngrep og istandsetting .....	13
5.	Fare for flom og skred .....	13
5.1.	Flom.....	13
5.2.	Skred.....	14
6.	Naturmangfold .....	15
7.	Kulturminner .....	15
8.	Transport.....	16
9.	Endrede virkninger for miljø og samfunn.....	17
9.1.	Bakgrunn for endringer .....	17
9.2.	Støy.....	17
9.3.	Skyggekast .....	25
9.4.	Hinderlys.....	28
9.5.	Arealbruk .....	28
9.6.	Ising.....	28
9.7.	Visuell virkning.....	29
9.8.	Påvirkning på fugler.....	38
9.9.	Produksjon.....	39
10.	Håndtering av avfall.....	39
11.	Ising og Iskast.....	39
12.	Frist for istandsetting .....	41
13.	Prosjektilpasset kontrollplan.....	41
14.	Spørsmål og kommentarer til MTA og detaljplan .....	42
	Oversikt: kart - bilder - tabeller .....	42
	Vedleggsliste:.....	44

## 1. Innledning

*Forsidebildet: Skiltet viser avkjøring fra rv. 44 til Friestad Selskapsgård (sørfra) og planområdet. Planlagt vindturbin vil bli synlig omtrent midt i bildet, bak treklyngen.*

Det blir satt vilkår om utarbeiding av miljø-, transport- og anleggsplan (MTA) og detaljplan for alle konsesjoner til vindkraftverk, disse skal godkjennes av NVE. Dette dokumentet utarbeides for å dekke behovet for MTA og detaljplan for Friestad vindkraftverk i Hå kommune i Rogaland. Planen er utarbeidet etter retningslinjer gitt i veileder fra NVE "Rettleiar for utarbeiding av detaljplan og miljø-, transport- og anleggsplan (MTA) for vindkraftverk" av 01/16. Konsesjon ble gitt av NVE på den 10. mai 2010 (NVE ref.: 200703569-17), denne ble siden påklaget av naboene til vindkraftverket og deretter stadfestet av OED 12. november 2012 (OED ref. 10/00819-3). På grunn av den forsinkede reguleringsplanen ble konsesjonen forlenget av NVE 11. august 2015 (NVE ref.: 200703569-59). Frist for idriftsettelse ble forlenget til 31.12.2019. MTA-planarbeidet har vært tidkrevende, samtidig som saksbehandlingskapasitet hos NVE har vært under press. Tiltakshaver har derfor i brev av 22.03.2019 søkt om ett års utsatt frist for idriftsettelse av vindkraftverket.

NVE innvilget søknad om ny trasé for nettilknytning for Friestad vindkraftverk 26. september 2013 (NVEs ref.: 200706569-49 ke/mb).

En MTA-plan skal sikre at utbygger og entreprenør under bygging, drift og nedlegging av anlegget tar hensyn til ting som er kommet fram i konsekvensutredningene og konsesjonsvilkårene. Planen skal inneholde en beskrivelse av arealbruken, fysiske konsekvenser for natur og miljø, og transport av komponenter. MTA planen skal ligge til grunn for utforming av kontrakter med entreprenører.

Detaljplanen skal konkretisere utbyggingsplanen for vindkraftverket. Planen skal inneholde et eller flere kart som viser alle installasjonene som skal bygges og en teknisk beskrivelse av dem. Innhold i detaljplan og MTA henger i stor grad sammen. Derfor foretrekker NVE at tiltakshaver utarbeider ett dokument som oppfyller kravene til begge planene.

Det er som regel et krav at utarbeiding av MTA skal skje i samråd med kommunen(ene), grunneier og dem som har rettigheter der tiltaket er planlagt. Planleggingen skal bl.a. sikre at hensyn det er satt vilkår om i konsesjonen blir ivaretatt og at prosessene oppfyller pålagte krav til involvering og samråding.

Konsesjon er gitt for etablering av tre vindturbiner med en samlet installert effekt på inntil 2,4 MW og en forventet årlig produksjon på ca. 8 GWh. Prosjektet søkes med dette endret fra 3 til 1 turbin, endringen medfører økt produksjonen (8.5 GWh/år) og samtidig reduserte nærvirkninger.

Tiltakshaver for prosjektet er Solvind Prosjekt AS. Prosjektet eies i like deler av Solvind Prosjekt AS, og Kjell Frode Solheim (som også er grunneier).

## 1.1. Status for andre planer og tillatelser

### 1.1.1. Reguleringsplan

Reguleringsplan for Friestad Vindkraftverk (plan 1092) ble godkjent 7. mai 2015, denne ble utformet med tanke på bygging av tre turbiner med effekt på 0,8 MW hver. Ved bygging av en foreslått turbin (Enercon E-82, 2,35MW) vil berørt område være innenfor gjeldende plan, men ikke like omfattende.

Reguleringsbestemmelsene fastsetter både antall vindmøller, 3 stykk, og dimensjonene på vindturbinene. I bestemmelsene er det fastsatt en navhøyde på inntil 65 meter og en rotordiameter på inntil 56 meter. Maksimal totalhøyde til vingspiss (navhøyde + radius av rotorblad) blir 93 meter.

Reguleringsbestemmelsene åpner for oppstillingsplass på om lag 1 daa ved foten av hver vindmølle. Plassen vil bli brukt av kran under montering og installering. Dimensjonen for oppstillingsplassene er spesifisert i plankartet. Bestemmelsene gir rom for at mindre endringer av oppstillingsplassene kan tillates, forskyving inntil 10 meter, dersom det viser seg klart hensiktsmessig under anleggsfasen. Siden antall vindturbiner reduseres fra 3 til 1 blir totalt areal som trengs til kranoppstillingsplasser redusert. Totalt sett er det en besparelse i arealbruk på 1 daa.

Videre bestemmer reguleringsplan at veiene skal bygges med en kjørebane på maksimalt 4,0 m bredde med veiskulderen på maksimalt 0,75 m.

Endringer i reguleringsplanen er under avklaring med kommunen, foreløpig tilbakemelding er at kommunen avventer planendring til behandling av MTA og detaljplan er gjort.

### 1.1.2. Andre planer

I den regionale planen for vindkraft av Rogaland fylkeskommune er området til Friestad vindkraftverk ikke vurdert ettersom planområdet ikke ble del av analyseområdene.

I forbindelse med reguleringsplanarbeidet ble planområdet undersøkt av arkeologer. Det ble i disse undersøkelsene ikke gjort nye funn, men geometri for kulturminneområdet nord for vindkraftverket ble justert noe. Eventuelle funn av kulturminner som gjøres ved gjennomføringen av tiltaket skal straks varsles Rogaland fylkeskommune, og alt arbeid skal stanses inntil vedkommende myndighet har vurdert og nærmere dokumentert funnet, jf. lov om kulturminner § 8, 2. ledd.

Merking av kraftverket vil være i tråd med gjeldende forskrift og ikke bli annerledes enn om prosjektet ble realisert med tre mindre turbiner, bortsett fra at det nå kun er snakk om en turbin.



### 1.3. Kort om konsesjonsvilkår

I dette avsnitt oppsummeres kort konsesjonsvilkårene:

- **Varighet:** 25 år fra idriftsetting, men ikke utover 31.12.2044.
- **Idriftsettelse:** Fullført og i drift innen 31.12.2021. Oversende dokumentasjon som viser at anlegget er bygget i henhold til konsesjonsvilkår innen 6 måneder etter idriftsettelse.
- **Detaljplan:** Dette dokument.
- **Plan for landskap og miljø:** Dette dokumentet.
- **Transportplan:** Dette dokumentet.
- **Kulturminner:** Undersøkelser angående kulturminner gjennomføres før anleggsarbeidet
- **Støy:** Støynivå bør ikke overstige grenseverdiene.
- **Skyggekast:** Skyggekast bør ikke overstige 30 timer teoretisk skyggekast per år.
- **Ising og iskast:** Vurdering av risiko og tiltak skal godkjennes av NVE før anlegget settes i drift.
- **Vindmålinger og produksjonsregisteringer:** Årsrapport om produksjonsregistrering, vindmålinger og spesielle hendelser skal sendes til NVE.
- **Last og dimensjoneringskriterier:** NVE kan kreve dokumentasjon av beregninger. Inspeksjonsprogram skal forelegges NVE før anlegget settes i drift.
- **TV- og radiosignaler:** Nødvendige tiltak skal dokumenteres og forelegges NVE før anleggsstart.
- **Fargevalg, design og reklame:** Hvite/lys grå farger, matt overflate, ingen reklame og logo.
- **Luftfart:** Merking etter forskrift, innmelding til kartverket, evt. tiltak forelegges NVE.
- **Oversendelse av kart:** Kart bør vise planområdet (dette dokumentet).
- **spesifikasjoner i de elektriske anleggene:** Detaljerte spesifikasjoner av anleggene skal oversendes til NVE.
- **Endringer i drifts- og eierforhold:** Endringer skal forelegges NVE og godkjennes.
- **Nedleggelse av anlegget:** Fjerning og tilbakeføring. Garanti for kostnadsdekning innen utgang av 12. driftsår.

### 1.4. Drift

Konsesjonær vil søke om godkjenning av skille mellom eierskap og drift for de anlegg konsesjonen omfatter. Drift vil forestås av Solvind Prosjekt AS som inngår avtale med eierselskapet og eventuelle underleverandører om dette.

## 2. Skildring av planprosess (jf. vilkår om involvering)

Prosjektet har vært under planlegging siden 2005 og har gjennomgått flere endringer med tiden. Prosjektet slik det ønskes realisert nå avviker etter tiltakshavers forståelse kun positivt sett i forhold til løsninger som er vurdert i forbindelse med prosesser som har pågått opp mot naboer og høringsparter. Tabell 2 gir en oversikt over de partene som ble kontaktet i løpet av prosessen med Friestad Vindkraftverk.

Avinor: Tilbakemelding gitt 25.02.2019 – prosjektet vil ikke ha innvirkning/påvirkning på Avinor sine VFR ruter i området, navigasjonsanlegg og signaler for WAM (Wild Area Multilateration). Og prosjektet vil grunnet avstand til MSSR radarlokasjoner, i liten grad innvirke på signalene for radaranleggene Lifjell MSSR og Bråtavarden MSSR.

Luftfartstilsynet: Foreløpig tilbakemelding mottatt 02.08.2019:

*«Luftfartstilsynets interesse i slike saker er generelt knyttet til:*

- *Forholdet til konkrete landingsplasser.*

- o *Vi går ut fra at dere som utbyggerkontakter den konkrete landingsplassen for å få deres vurdering. Luftfartstilsynet gir generelle rammer i tillatelsene for å drive landingsplass, men det er hensiktsmessig at den konkrete kunnskapen som lokale operatører har, blir tillagt vekt. Vi interesserer oss ikke bare for rammene i lovverket, men også den faktiske virkningen knyttet til regularitet på og muligheten til utnyttelse av landingsplassene (landingsplassenes brukbarhet).*

- *Forholdet til forskrift om luftfartsthinder.*

- o *Forsvarlig merking når vindmøller er oppført.*

Telenor: Tilbakemelding gitt 31.01.2019 – ingen radiolinjer vil bli berørt av prosjektet.

NTV – Tilbakemelding 07.08.2019 – dem vil forsøke å gi et svar i uke 33. Vi har purret på ny.

Tabell 2: Oversikt over parter som har vært involvert i behandling av prosjektet.

Hvem	Type (møte, skriftlig, dokumentasjon)	Merknad
<b>Kjell Frode Solheim, gr.eier</b>	Fortløpende oppdateringer (e-post, telefon)	Er også medeier i prosjektet.
<b>Leif John Haugstad, grunneier kabeltrasé</b>	Telefonisk kontakt angående mulig oppstart av anleggsarbeider sommeren 2019.	Mulig samkjøring av anleggsarbeider og annet arbeid som planlegges på gården hans.
<b>Hå kommune</b>	29.april 2019 hadde tiltakshaver møte med administrasjon og ordfører i kommunen. Ønsket planendring og virkning av endringen ble lagt frem og drøftet i møtet.	Svar fra rådmannen: «Vi avventer konsesjonsvedtaket fra NVE før vi behandler denne saken. Vi kommer derfor ikke til å anbefale hverken forskuttering av planendring eller dispensasjonsbehandling nå.»
<b>Rogaland Fylkeskommune</b>	I 2015 var det noe epost korrespondanse mellom fylkeskommunen, kommunen og tiltakshaver. Dette for å avklare forhold til kulturminner opp mot reguleringsplan.	Ved å bruke kun det sørligste turbinpunktet vil problemstillinger angående kulturminneområdet ved nordligste turbinpunkt falle bort (behov for spesielle hensyn i anleggsperioden, ref. reguleringsplan).
<b>Fylkesmannen i Rogaland</b>	I forbindelse med klagebehandling for reguleringsplanen ble det klart at Fylkeskommunen i Rogaland var inhabil. Den inhabile personen er i dag fungerende fylkesmann i Rogaland, slik at inhabilitet fremdeles er gjeldende.	Se vedlegg 6. Tiltakshaver har vært i kontakt med oppnevnt settefylkesmann fra forrige saksbehandling, men dem kunne ikke forskuttere saken og føre noen dialog om denne før dem eventuelt ble oppnevnt på ny.
<b>Avinor</b>	Epost korrespondanse	Se dette avsnitt, før tabell
<b>NTV</b>	Epost korrespondanse	Se dette avsnitt, før tabell
<b>Luftfartstilsynet</b>	Epost korrespondanse	Se dette avsnitt, før tabell
<b>Telenor</b>	Epost korrespondanse	Se dette avsnitt, før tabell
<b>Jæren Everk</b>	Epost korrespondanse i 2017, samt epost i mars 2018 angående avregning av foreløpig anleggsbidrag (utredningsarbeid). Telefonisk kontakt i 2019.	Dialog med Jæren Everk vil intensiveres så snart oppstart av anleggsarbeidene kan tidfestes. Over telefon ble det i 2019 bekreftet at innmating som planlagt er ok.



### 3. Skildring av tiltaket og arealbruken, jf. Vilkår om detaljplan

Friestad Vindpark er lokalisert på gården Friestad, gnr/bnr 105/3 i Hå kommune (Kart 1). Området ligger ca. 1,5 km sør for Vigrestad og ca. 2,5 km nord-vest for Brusand. Riksvei 44 passerer like ved i sør-vestlig retning. Kraftverket vil stå i lavtliggende terreng med høyder mellom 7 og 12 meter over havet. Det konsesjonsgitte anlegget består av tre turbiner med en total effekt på 2,4 MW. Området der vindkraftverket skal bygges er i dag aktivt jordbrukslandskap med gårdsvei som kun vil trenge moderat oppgradering og utvidelse. Det trengs ikke noe vei i tillegg til bestående gårdsvei som fører fra FV44 til oppstillingsplassen for kranen. Veitraseen er dermed optimalt med tanke på terrenginngrep. Tabell 3 viser endringer fra konsesjonsgitt til omsøkt utbyggingsløsning.



Kart 1: Oversiktskart over Friestad Vindkraftverk (Målestokk 1:50000).

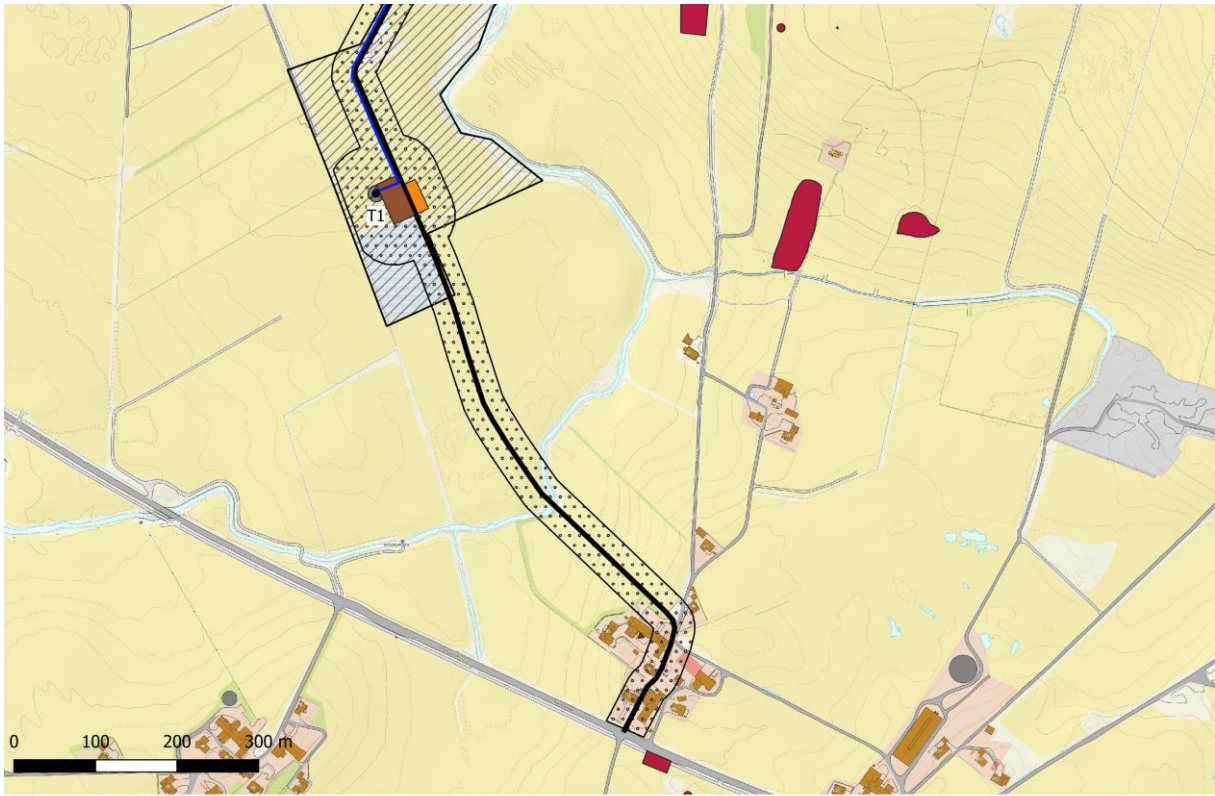
På grunn av videreutvikling av vindturbiner samt optimalisering av nærvirkninger og produksjon søker Solvind om at konsesjonen blir endret fra tre turbiner med 0,8 MW hver til en vindturbin med inntil 2,4 MW. Planlagt utforming av vindkraftverket er beskrevet nedenfor. Produksjonsberegning utført av Meventus viser at en E-82 produserer 8,5 GWh/år mot 8 GWh/år for tre E-48. Turbinen plasseres på den sørligste turbinposisjonen i den konsesjonsgitte planen, ettersom dette er det beste alternativet i forhold til både støy, produksjon og nødvendig terrenginngrep.

I planområdet er det en bestående gårdsvei til turbinpunktet, denne vil forsterkes og utbedres der det er nødvendig (se Friestad plantegning i vedlegg 1). Det er ikke behov for nye veier for å bygge vindkraftverket. Det er avklart med turbinleverandøren at veibredden mellom husa på tunet er tilstrekkelig for å transportere alle turbindeler.

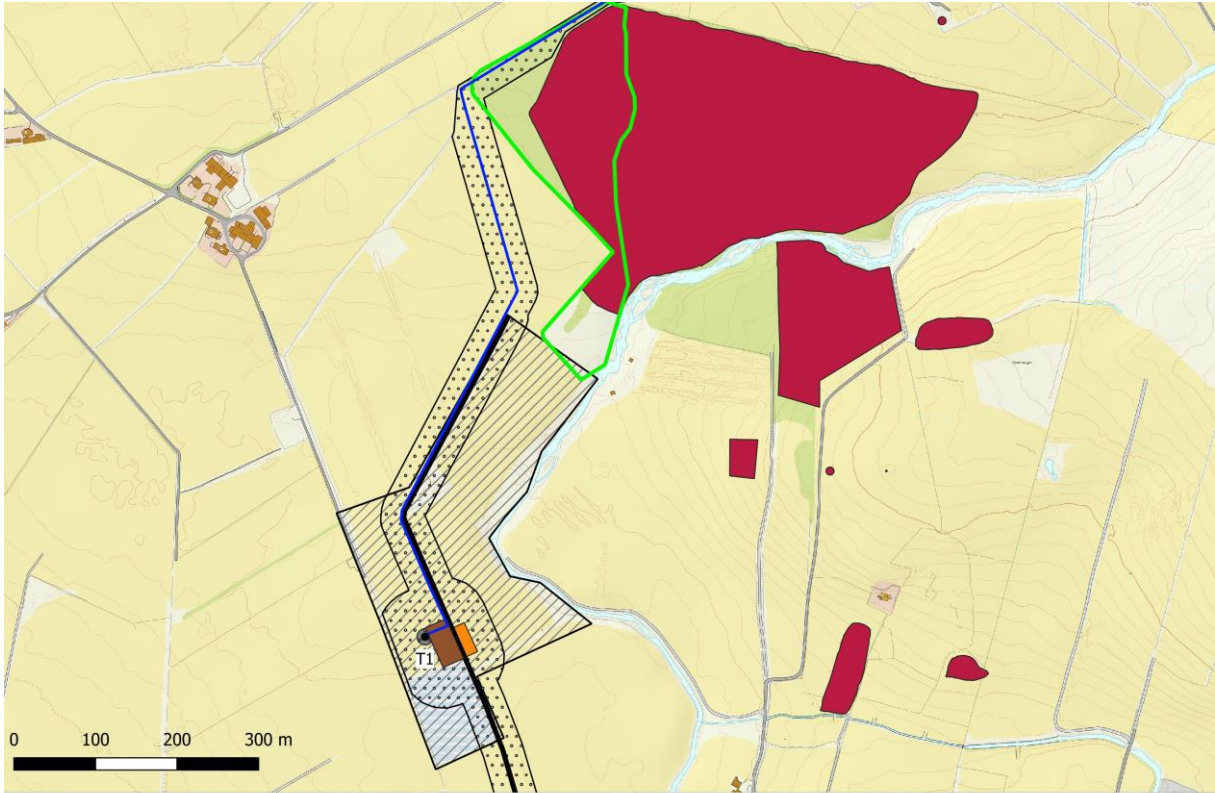
Jacobsen Elektros nettanalyse (fra 04.17) bekreftet at tilknytting av Friestad vindkraftverk til 22 KV distribusjonsnettet til Jæren Everk ved nettstasjon 1251, ikke påvirker nettforholdene utover de rammer beskrevet som akseptable av REN. Det kreves et ca. 1,5 km langt 22 kV jordkabelanlegg for å tilkoble vindkraftverket til nettstasjon NS 1251 ved Haugland i Jæren Everk sitt nett. Derfra ble ca. 0,4 km allerede bygd sammen med Jæren Everk i 2015 (Kart 4).

Anlegget skal bygges i henhold til det konsesjonsgitte området (Kart 2, Kart 3 og Kart 4) og konsesjon gitt av NVE angående kabeltraseen i 2013 (ref: 200703569-49 ke/mbe). Kabeltrase, turbinpunkt, kranoppstillingsplass og mellomagringsareal er innenfor konsesjonsgitt område. Arealbrukskartene 2, 3 og 4 viser en buffersone rundt tiltak som er inngrepsgrensen. Utstrekning av inngrepsgrensen er tilpasset til tiltaket og grunneierforhold. I nærheten av kulturminneområde (lokalid: 14802; noyaktighet: 2) skal arbeidet gjøres særlig skånsomt. Entreprenør skal vurdere bruk av passende maskiner for å minske risiko for uønsket påvirkning på kulturminneområdet, og sikre minst mulig inngripen utover selve kabeltraseen. I Kart 3 vises et viktig naturområde (Naturtype: Kystlynghei; ID: BN00008608; Verdi: C (lokalt viktig)) som er moderat-sterkt gjengrodd og blir berørt på kanten av kabellegging. Berøring av dette ble tatt opp med miljøvernavdelinga hos fylkesmannen i 2013, tilbakemelding var da at tiltaket kunne aksepteres ut fra naturområdets dårlige tilstand. Men i tilfelle restaurering av området på et senere tidspunkt ble det anbefalt at topplaget legges tilbake over kabelgrøften.

Turbinen skal merkes med hinderlys i henhold til gjeldende forskrift. Vindturbiner med totalhøyde inntil 150 meter skal merkes med mellomintensitets hinderlys type B eller C (2000 candela, rødt fast eller blinkende hinderlys).

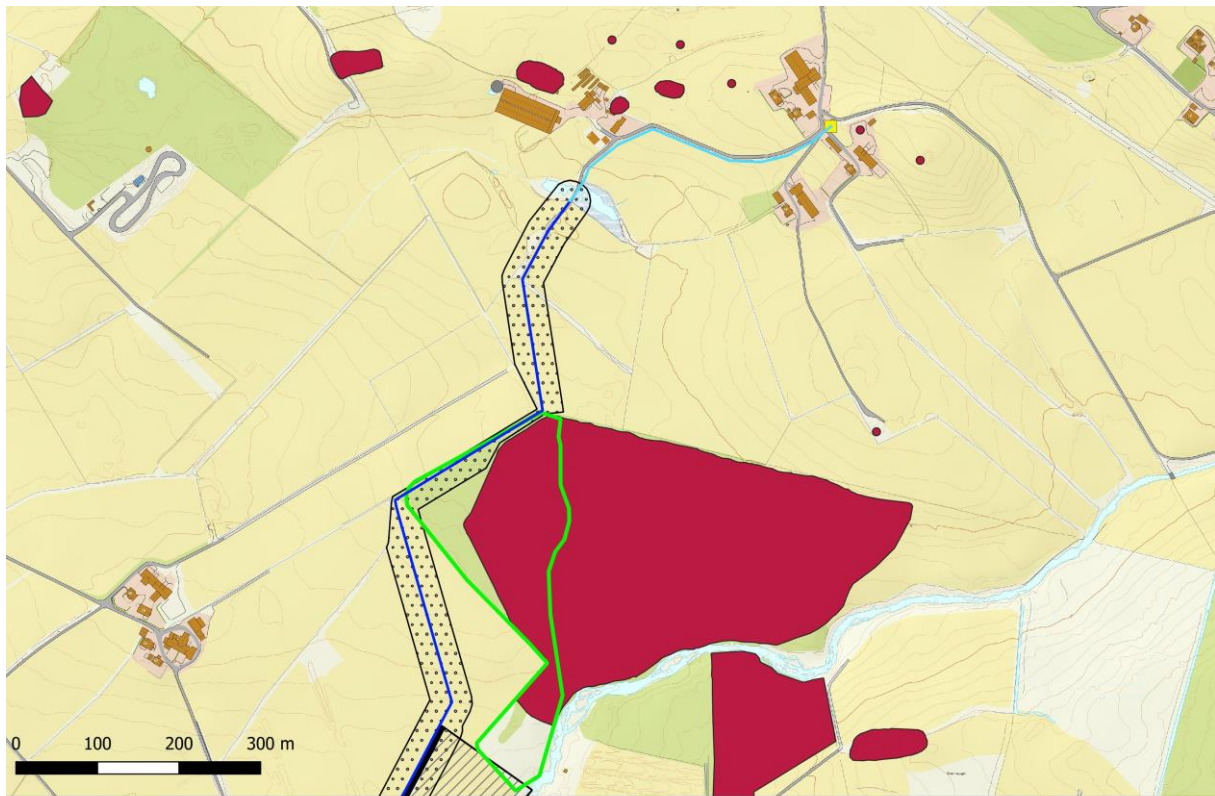


Kart 2: Arealbrukskart 1: Sørlig delkart (Målestokk: 1:5000)



Kart 3: Arealbrukskart 2: Midtre delkart (Målestokk: 1:5000)





Kart 4: Arealbrukskart 3: Nordlig delkart (Målestokk: 1:5000)

Tabell 3: Oversikt over konsesjonsgitt løsning og ønsket utbyggingsalternativ. \*Leverandørspesifikasjon, riggplass på 1000 m<sup>2</sup> tilbakeføres etter endt installasjon.

Komponent	Endelig løsning	Konsesjonsgitt/reguleringsplan løsning
Årsproduksjon [GWh]	8.5	8
Samlet installert effekt [MW]	2.35	2.4/-
Antall turbiner	1	3
Effekt per turbin [MW]	2.35	0.8/-
Turbintype	Enercon E-82 E4 med TES	Enercon E-48
Kildestøynivå [dB(A)]	102.0	102.5
Navhøyde [m]	69	-/65
Rotordiameter [m]	82	-/56
Lengde internt veinett [m]	0	110
Bredde internt veinett [m]	-	4
Lengde intern nettrasé [m]	0	700
Kran og riggplass [m <sup>2</sup> ]*	2000	3000
Spenning internt nett [kV]	22	22
Tverrsnitt internt nett	240	240
Lengde eksternt nettrasé [m]	1 500	1 200
Spenning eksternt nett [kV]	22	22

Totalt sett er arealbruken i den ønskede utbyggingsplanen vesentlig mindre enn i forslag vist i opprinnelig konsesjonssøknad samtidig som nærvirkninger er av mindre omfang som beskrevet i kapittel 9.

#### 4. Terrenginngrep og istandsetting

Utover det som er nevnt om arealbruk vil det ikke foretas større terrenginngrep i området. Nødvendige utvidelser av veibanen som går utover dyrket mark i planområdet vil fjernes og tilbakeføres til dyrket mark i etterkant av byggefasen. I den grad byggingen kan gjøres forsvarlig ved å bruke dyrket mark som mellomagringsplass/del av oppstillingsplassen vil dette gjøres for å omdisponere minst mulig dyrket mark.

Det etableres en kranoppstillingsplass ved turbinen. Installasjonen gjennomføres med en hovedkran og en hjelpekran. Dimensjon av oppstillingsplass vil være på om lag 22 x 39 meter.

Masse som flyttes på i forbindelse med en eventuell oppgradering av veier og anlegning av fundament og kranoppstillingsplass vil legges tilbake i den grad det er mulig og siden tilsås med stedlig vegetasjon. Noe av massen som tas ut i forbindelse med fundamentarbeidet vil kunne bli brukt til bygging av kranoppstillingsplassen og vei.

Fundamentet blir et såkalt tyngdekraftfundament med diameter på ca 17 m og høyde på ca 3.

Kabelgrøft fra turbinen og frem til nettstasjonen på Haugland skal utføres på skånsom måte med bruk av maskin tilpasset formålet. Særlig aktsomhet skal utvises i nærheten av kulturminne- og kystlyngheiområdet. Topplaget tas av og legges tilbake over kabelgrøften der denne berører kystlyngheiområdet, dette for å hensynta mulig fremtidig restaurering av området.

Turbintypen som bygges er uten tradisjonell girkasse, og faren for oljesøl fra selve turbinen vil være svært begrenset. Anleggsmaskiner og aggregater som skal påfylles drivstoff og smøreoljer utgjør en viss fare for forurensning. Det skal finnes oljefangstmateriale tilgjengelig på byggeplassen og særlig der påfylling av maskiner skal foregå.

#### 5. Fare for flom og skred

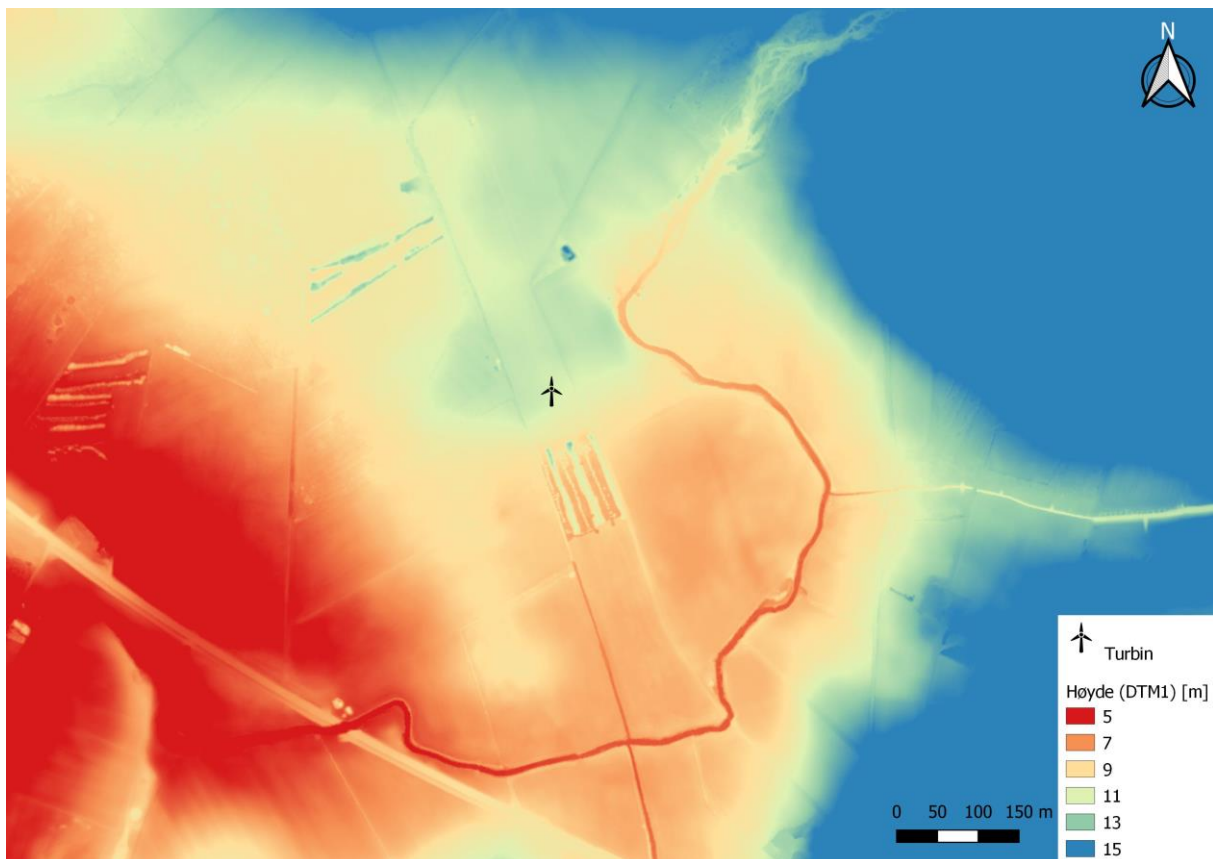
##### 5.1. Flom

Turbinen ligger relativt nære Kvasseimsåna og er ifølge NVE Atlas plassert innenfor aktsomhetsområdet for flom. Turbinen ligger på 11 moh. og har en avstand på mer enn 120 m til Kvasseimsåna som ligger lavere i terrenget (Kart 5), og fylkesvei 44 ligger på mindre enn 6 moh. I tilfelle Kvasseimsåna flommer over så renner vannet bort over lavere terreng og over FV 44 til havet.

For å vurdere flomfare ble det gjort en vurdering av Bjørn Bergheim som er en anerkjent ekspert i dette feltet. Som underlag for vurdering av vannstandsstigning i Kvasseimsåna er det hentet ut

tilgjengelig kartdata for området og utført befarings av vassdraget med oppmåling av høyder, tverrsnitt og størrelser på kulverter og broen ved FV 44. Rapporten vises i sin helhet i Vedlegg 3.

Rapporten av Bjørn Bergheim konkluderer med: «Kvasseheimsåna har kapasitet til å avlede dimensjonerende flom uten at vannføringen vil komme opp til nivå for planlagt plassering av Friestad vindkraftverk. Kvasseheimsåna har trolig også kapasitet til å avlede 200-årsflom med klimapåslag uten at det vil påvirke Friestad vindkraftverk. En tilstopning av kulvertene nedstrøms tiltaket vil medføre økt vannstand i vassdraget, men ikke i slik grad at det vil påvirke Friestad vindkraftverk.»



Kart 5: Terrenghøyde rundt Friestad Vindkraftverk basert på DTM1 (Målestokk 1:5000).

Risiko for flom er vurdert å være null. I tillegg er sårbarhet til vindturbinen svært liten siden inngangen befinner seg i mer enn 1 meter høyde og turbinen er tett mellom fundament og tårn. Ved flom skal det likevel ikke utføres vedlikehold siden tilkomstveien kan stå under vann.

## 5.2. Skred

Grunnundersøkelsen gjennomført av Neumann Baugrunduntersuchungen i samarbeid med turbinleverandøren Enercon viser at sanden ved turbinpunktet har et siltnivå på < 5 % og grusfraksjoner på 6 – 49 %. Kornanalytisk er sanden overveiende fin til medium sand med lav siltandel, grus- og grovsandandeler. I en dybde på 2 - 2.8 m er kornstørrelsen ved turbinpunktet klassifisert som finsandig, middelsandig, litt grovsandig-grus. Kornanalysen viser ikke forekomster av leire.

Grunnundersøkelsen konkluderer med at beregningene viser at både de nødvendige jordstatiske verdiene er oppfylt og de maksimale setningsverdiene overskrids ikke for det planlagte turbinpunkt, slik at det fra geoteknisk synspunkt ikke finnes noen innvendinger mot det planlagte fundamentet. Rapport om grunnforhold er dessverre på tysk siden det ble utarbeidet for tysk leverandør Enercon men vises uansett i Vedlegg 4.

Konklusjonen av grunnundersøkelsen og kornstørrelse viser at det fins ikke noe kvikkleire som motsier at turbinen kan bygges på en trygg og sikker måte selv om turbinen er plassert innenfor marin grense. Videre er området ganske flatt uten åser eller lignende. Derfor kan man utelukker skred som fare for turbinen.

Angående skred anses tiltakshaver de foreliggende grunnundersøkelser som tilstrekkelig for å sikre at turbinen skal stå trygt i hele levetiden.

## 6. Naturmangfold

Et viktig naturområde ligger i tilknytning til planområdet (Naturtype: Kystlynghei; ID: BN00008608; Verdi: C (lokalt viktig)). Området er moderat til sterkt gjengrodd og vil kun i liten grad berøres av tiltaket i forbindelse med legging av kabel. I prosessen om endringssøknad (200703569-49 ke/mbe) ytret Fylkesmannen at kystlynghei i området over lengre tid har vært påvirket av både bartreplanting og gjengroing. NVE konstaterte at de negative virkningene for kystlynghei som følge av etablering av jordkabel er små.

Ellers er det aktuelle utbyggingsområdet for vindkraftverket i dag i bruk som aktivt jordbruksområde. Derfor ventes det ingen påvirkning på verneverdig eller på annen måte ekstra viktig flora. Heller ikke for dyrelivet i området ventes det særlig negativ påvirkning. Tiltaket skal ikke komme i berøring med vassdraget like ved.

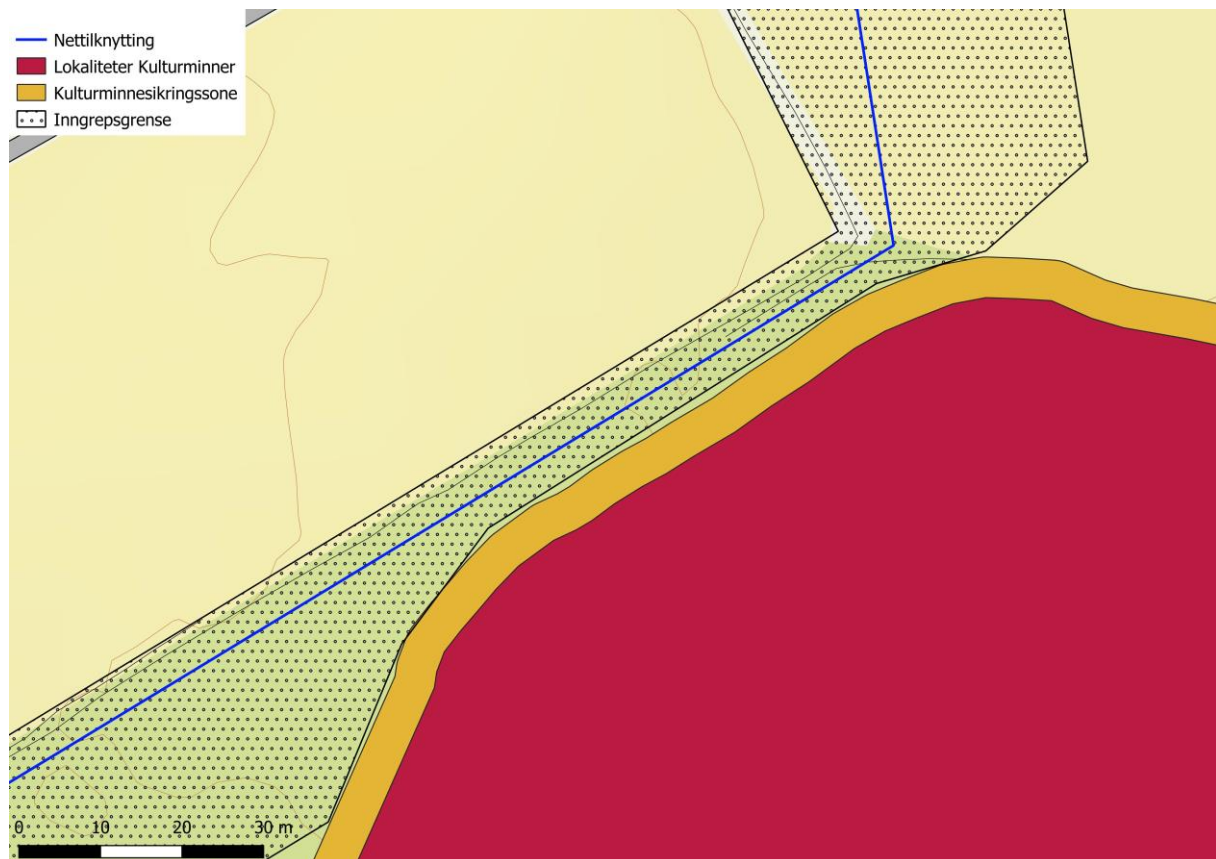
Fuglefaunaen ved planområdet anses som spredt og fåtallig. Det er ikke registrert spesielle hekkeområder eller trekkorridorer i planområdet. Jærstrendene landskapsvernområde med fuglefredningsområdet ved Kvassheim fyr ligger i underkant av 1 km fra planområdet, men etter NVEs vurdering er denne avstanden stort nok til at det ikke vil gi vesentlige virkninger for artene.

I tillegg skal nedre delen av turbinen males grønn for å redusere kollisjonsrisiko for fugl, dette ble anbefalt som godt tiltak for å redusere kollisjonsrisiko for fugl i rapport Faggrunnlag – Fugl (M-1307, 2019) utarbeidet av Miljødirektoratet.

## 7. Kulturminner

Ingen kjente automatisk fredete kulturminner vil bli direkte berørt av Friestad vindkraftverk og de tilhørende anleggsarbeider. NVE konstaterte videre at vindkraftverket har små visuelle virkninger for kjente automatisk fredete kulturminner i nærheten.

Et større kulturminneområde ligger nord-øst for planområdet og grenser til planlagt kabeltrasé langs cirka 80 meter av denne. Rogaland fylkeskommune foretok befaring 07.05.13 og konkluderte med at tiltaket ikke vil komme i konflikt med automatisk freda kulturminner. Dette forutsatt at grøftebredde holdes til ca. 1 meter. Ved bygging av kabeltraseen skal sikringszone (bufferzone) til kulturminneområde ikke berøres (gult i Kart 6). Avstand mellom sikringszone for kulturminneområdet og steingarden mot nabotomten er på det minste 6,4 meter, det er dermed god nok plass til å etablere kabelgrøft på ønsket måte uten å gjøre inngrep i sikringsonen.



Kart 6: Kabellegging i nærheten av kulturminneområde (Målestokk: 1:500)

## 8. Transport

Transport av vindturbiner foregår med spesialtransport og politieskorte. Vindturbinen vil ankomme på lastebiler via vanlig ferjeforbindelse til Risavika. Turbinen fraktes på anslagsvis 12 spesialtransport trailere. Transport til planområde foregår via Nordsjøvegen (FV44) til avkjøring ved Friestad (Nordsjøvegen 2) og videre på bestående gårdsvei.

Turbinleverandøren vil være ansvarlig for nødvendig dialog med vegmyndigheter, politi etc. for selve transporten av turbinkomponentene fra skip til planområdet. Turbinleverandøren vil også ha ansvaret for eventuelle tiltak som er nødvendig langs transportruten.

Det vil bli behov for tilkjøring av anleggsmaskiner i forbindelse med en eventuell oppgradering av internveien og bygging av oppstillingsplass og fundament. Disse transportene vil foregå via offentlig



veinett uten behov for særskilt tillatelse. I den grad tilkjøring av kran krever spesielle tiltak vil dette håndteres av kranselskapet.

Etablering av jordkabelanlegget fra planområdet til Haugland krever nødvendig gravemaskin tilpasset formålet og tilkjøring av nødvendig masse til grøftene.

## 9. Endrede virkninger for miljø og samfunn

### 9.1. Bakgrunn for endringer

I detaljprosjekteringen er det lagt stor vekt på begrensning av nærvirkninger fra vindkraftverket, og dette har vært styrende for valg av turbin og plasseringen av denne innenfor planområdet. Konesjonsgitt alternativ består av 3 stykk 0,8 MW turbiner med 64 m navhøyde og omsøkt utbyggingsløsning består av 1 E82 E4 2,35 MW med 69 m navhøyde.

Reguleringsplanen som er vedtatt åpner for bruk av turbiner som har 65 meter navhøyde og 56 meter rotordiameter. I fotomontasjer og synlighetsberegninger i dette dokument, sammenlignes tilnærmet slik turbin (66 meter navhøyde og 56 meter rotordiameter) med endringsforslaget, som er en enkelt turbin med 69 meter navhøyde og 82 meter rotordiameter. Støy, skygge og produksjonsberegninger er gjort med 3 stykk 0,8 MW turbiner av typen Enercon E-48.

Endret turbinantall og type fører til delvis betydelige forbedringer angående støy, arealbruk, synlighet, ising, visuelle virkninger, fugler og produksjon. Disse forbedringer er nærmere beskrevet i tilsvarende avsnitt nedenfor.

### 9.2. Støy

#### 9.2.1. Om Støy

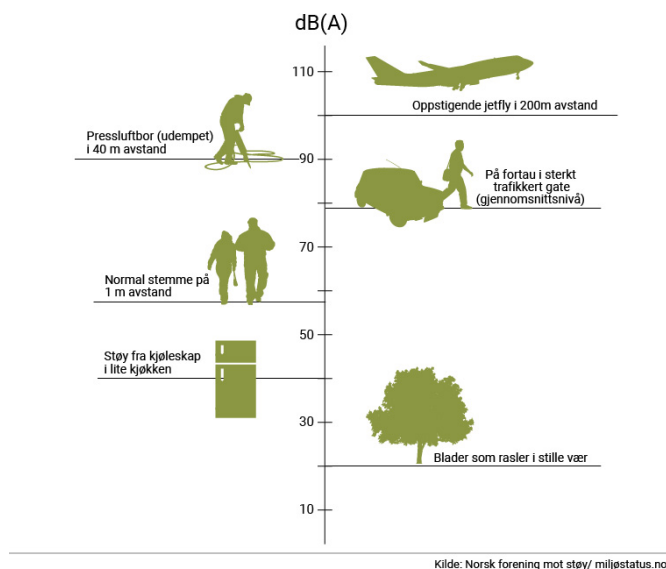
Støy er definert som uønsket lyd. Opplevd støy vil være betinget av subjektive oppfatninger av et lydbilde. I det følgende presenteres begreper knyttet til lyd som er sentrale for å forstå grunnlaget for vurdering av støy fra vindkraftverk. Mye av faktakunnskapen i det følgende er hentet fra Miljødirektoratets veileder til retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (M-128).

Lydnivå måles vanligvis i desibel, med forkortelsen dB. Mennesket hører lyder med en styrke fra 0 dB til 120 dB+, og for de fleste vil 120-125 dB etter kort tid oppleves som smertefullt. Langvarige kraftige støybelastninger over 80-85 dB, eller veldig høye kortvarige lydimpulser med toppverdier over 130-140 dB, kan gi permanente hørselsskader.

Siden dB(A) skala ikke er noe man bruker daglig skal grenseverdiene for vindkraft sammenlignes med andre grenseverdier og støykilder (Figur 1). Arbeidstilsynet skriver på sin nettside følgende: «En alminnelig samtale ligger på omkring 65 dB, mens et rop når opp i omlag 80 dB. Skalaen er slik at hver gang lydeffekten doubles, øker desibelnivået med tre dB. Lydeffekten av for eksempel 83 dB vil derfor være dobbelt så høy som av 80 dB.»

Videre definerer arbeidstilsynet 3 støygrupper hvorav 1 har lavest støynivå, har «store krav til vedvarende konsentrasjon eller behov for å føre uanstrengt samtale» og omfatter aktiviteter som saksbehandling, klientsamtaler og møtevirksomhet. Høyest tillatt desibelgrense i støygruppe 1 er 55 dB(A) og dermed 10 dB(A) høyere en grenseverdi for vindkraftverk.

#### LYDNIVÅ FRA FORSKJELLIGE KILDER



Figur 1: Lydnivå fra forskjellige støykilder etter norsk forening mot støy.

Det er Lden som er benyttet i beregningen for Gismarvik Vindkraftverk og som benyttes i hovedsak i norske retningslinjen for støy (T-1442-2016). Lden (L=lydnivå, den=day, evening, night) er et veiet ekvivalent støynivå for dag-kveld-natt med 5 dB resp. 10 dB påslag i kveld og natt. Kveld er definert som tidsrommet fra kl. 19 til 23 og natt kl. 23 til 07.

#### 9.2.2. Støy fra en vindturbin

En vindturbin består av tårn, maskinhus og vinger. Høyde på tårnet er normalt 80-140 meter, og lengde på vingene 40-70 meter. Et vindkraftverk består normalt fra to til 100 turbiner. De fleste vindturbiner produserer kraft ved vindhastighet mellom 3 og 25 m/s, og stenges ned ved vindhastighet over 25 m/s.

Støy fra vindturbiner oppstår først og fremst ved at vingene skjærer gjennom luften. I tillegg avgir turbinen maskinstøy fra gir, vifter og generatorer. Støynivået bestemmes i hovedsak av vingspissens hastighet, vingenes form og turbulens. Lyd fra vindturbiner er bredspektret, fra ikke hørbare infralyd under 20 Hz, til hørbar lavfrekvent og høyfrekvent lyd.

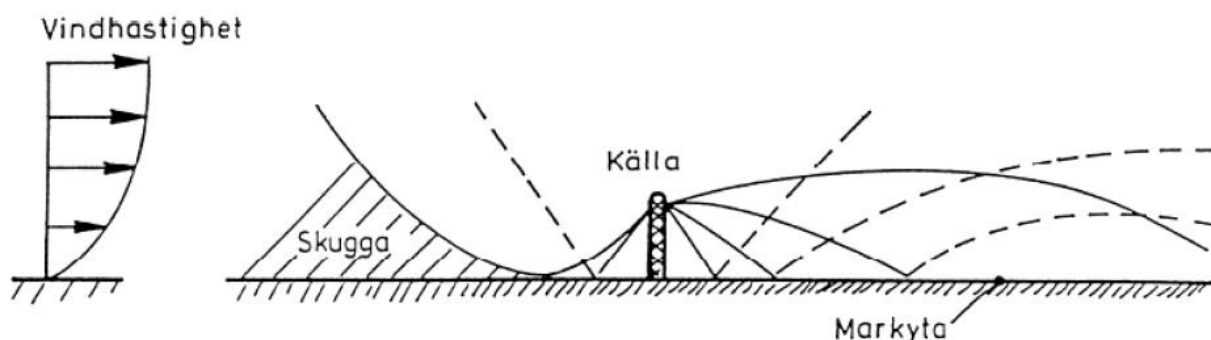
Lyden fra vindturbiner karakteriseres ofte som en «svisje»-lyd. Dette forårsakes av at lydnivået fra vingene er høyest når de skjærer ned mot bakken, som vist på figur til høyre.



Støynivå fra en vindturbin bestemmes av en rekke faktorer, herunder avstand mellom vindturbin og støymottaker, vindretning og -hastighet, trykk- og temperaturforhold og markabsorpsjon. Når avstanden mellom vindturbin og mottaker øker, blir lydenergien spredt over et større område, og støynivået blir lavere. Avstandsdempningen gjør at lydnivået reduseres med 6 dB hver gang avstanden fordobles.

Lydbølger kan bøyes av vinden. Vanligvis øker vinden med høyden over bakken. Da bøyes lyden ned mot bakken i medvindssonen og opp fra bakken i motvindssonen. Dette kan medføre en lyddempning på 5-10 dB eller mer i motvindssonen, sammenliknet med medvindssonen (Figur 2). Avstand til vindturbinen, vindretning og marktype vil være avgjørende for hvor stor dempingen blir. Myk mark demper mer enn hard mark, spesielt i motvindssonen. For lydutbredelse over vann eller slett fjell blir det normalt liten markdempning. Dersom vinden øker med høyden, vil det kunne oppstå skyggesonedempning.

Støyspredning påvirkes av trykk- og temperaturforskjeller mellom vindturbinenes øvre vingetipp og støymottakers plassering i terrenget. Når det er varmt på bakkenivå og kaldere over, vil lydbølgene normalt bøyes oppover. I motsatt tilfelle kan lydbølgene bøyes nedover. Det siste er ofte vanlig på kalde vinterkvelder og om natten. Støynivået på bakkenivå er derfor ofte høyere på kvelds- og nattestid. Samtidig som det da er lite annen bakgrunnsstøy medfører dette at vindturbinene ofte høres bedre.



Figur 2: Lydutbredelse fra vindturbin med vindgradient. Lyden bøyes nedover i medvindssonen (til høyre i figuren) og oppover i motvindssonen (til venstre). Kilde: S. Ljunggren og G. Lundmark: Buller från vindkraftverk.

Ulike typer bakgrunnsstøy kan maskere støy fra vindturbiner. Ved vindstyrke over 8-10 m/s er det naturlige vindsuset vanligvis høyere enn vindturbinenes støynivå. Da vil støyen fra vindturbinene normalt bli maskert av bakgrunnsstøyen.

Veilederen til T-1442 (2016) heter M-128 (2014). M-128 ble sist oppdatert i august 2018 og utførte beregninger har tatt utgangspunkt i denne siste oppdaterte veilederen. Veilederen beskriver mer i detalj hvordan ulike støykilder, herunder vindturbiner, skal håndteres og angir hvilke parametere som skal legges til grunn ved beregning av støy fra vindturbiner.

### *9.2.3. Anbefalte grenseverdier for støy*

Anbefalt grenseverdi for støy fra vindkraftverk er fastsatt til  $L_{den}$  45 dB(A) for bygg med støyfølsom bruk. Støynivået vil normalt ikke overstige grenseverdien ved avstander over 800 m. Det er i tillegg satt en egen grenseverdi på  $L_{den}$  40 dB(A) for «grønne soner». Dette er arealer som kommunene har definert som stille områder som er viktige for natur og friluftsinnteresser. Arealene skal være markert med grønn farge i kommuneplanens arealdel. I behandling av vindkraftsøknader er støyvurderinger basert på worst case beregninger. I tillegg kan det fremlegges en beregning som tar hensyn til lokale vindforhold.

### *9.2.4. Beregning av vindturbinestøy*

Beregning av støyvirkninger skal i utgangspunktet alltid gjennomføres som worst case beregninger. Dette innebærer en sikkerhetsmargin for støyfølsom bebyggelse. Worst case beregninger forutsetter at det legges til grunn at det blåser fra alle kanter samtidig, og kildestøy fra vindturbinene ved 8 m/s i 10 meters høyde eller maksimalt garantert støynivå. Worst case beregninger forutsetter konservative estimat på parameter som markabsorpsjon og temperatur. I tillegg skal beregningen ta utgangspunkt i at det blåser alle årets timer (8760).

### *9.2.5. Støynivå av Friestad Vindkraftverk*

I gitt konsesjon er det satt vilkår om at konsesjonæren skal sikre at støynivå ved nærliggende bebyggelse ikke overstiger grenseverdien i retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging på  $L_{den}$  av 50 dB(A). Videre antok NVE i støyberegningen i konsesjonen at vindkraftverket har en driftstid på 7000 timer per år. Turbinen i konsesjonsgitt utbyggingsløsning har et kildestøynivå av 102,5 dB. Bruk av E-82 turbinen gjør at en får rotorblader med taggete bakkant som reduserer støy fra kraftverket. Kildestøynivå reduseres derved med 0,5 dB(A) og støynivå hos mottakerne reduseres med 3 til 6 dB(A)  $L_{den}$  (Tabell 5). Dette er betydelig mindre støy enn i konsesjonsgitt utbyggingsløsning hvis man tar hensyn til faktum at en økning på 3 dB tilsvarer en dobling av lydtryknivået.

Krav til støyberegninger forandret seg siden konsesjonen ble gitt og har blitt strengere. Konkret betyr det at det nå antas at turbinen er i drift helle året og at grenseverdiene er lavere.

En forbedring til er at utbredelsen av støy endres fra tre punkter over et større område til kun bare et punktutslipp.

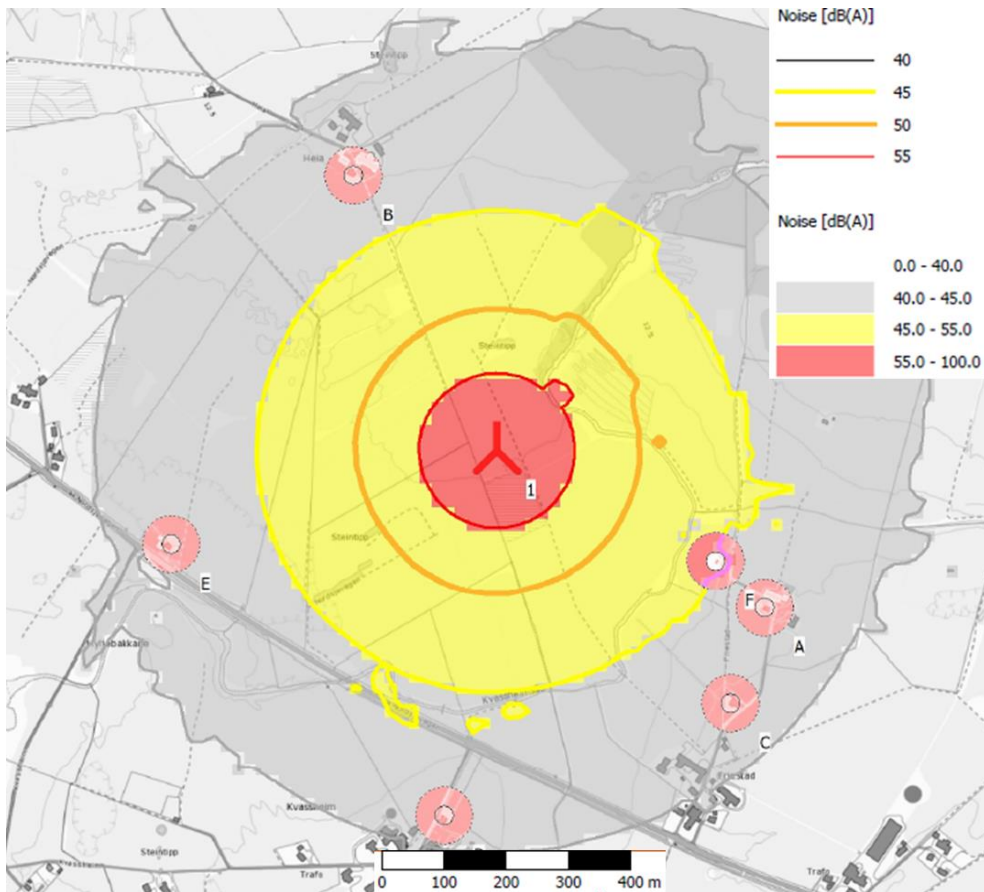
Støy ble beregnet av uavhengig konsulent (Meventus) som har veldig god kompetanse innenfor vindkraft. Støynivå ble beregnet som worst-case ved NORD2000 metodikken og i henhold til norske krav om støyberegning som beskrevet ovenfor. Støy ble beregnet for alle potensielt berørte naboer (6). Parameter som ble brukt i støyberegning vises i Tabell 4 og resultatene i Kart 7 (1 E-82) og Kart 8 (3 E-48). Beregningene i sin helhet vises i Vedlegg 5 og Vedlegg 6.

Tabell 4: Parameter for Støyberegning

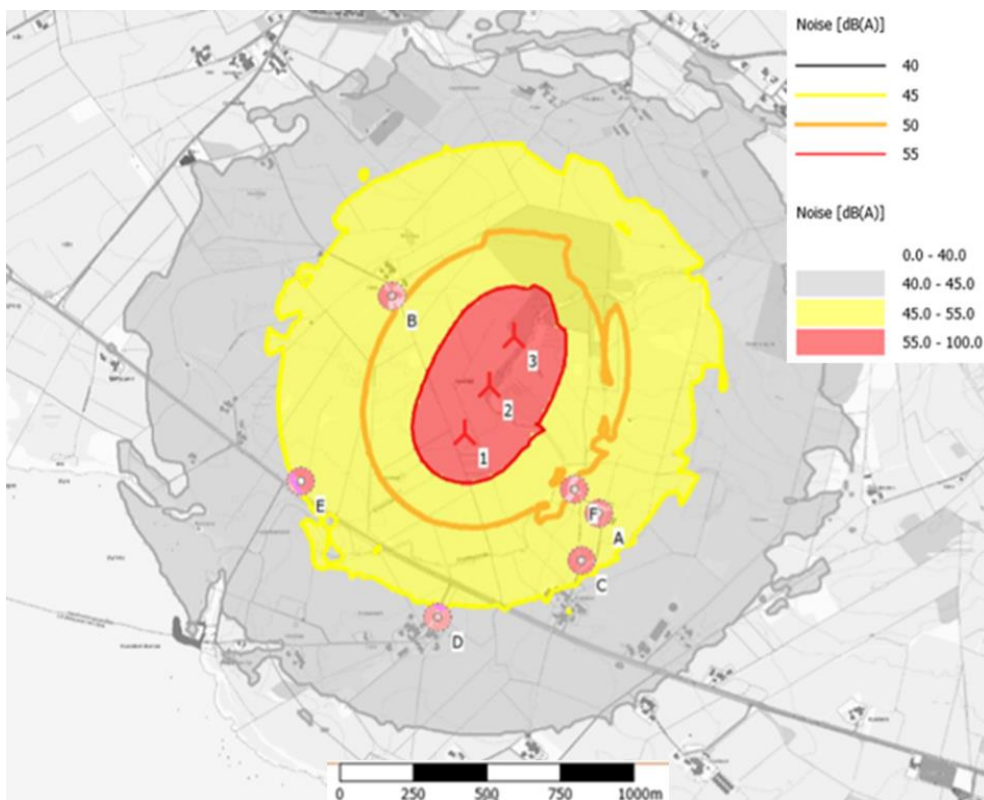
Parameter	Verdi
Temperatur	8 °C i 2 meter over bakkenivå.
Relativ fuktighet	70 %
Stabilitetsparametere	Natt, klar himmel
Måned for beregninger	Januar
Vindhastighet	Vindhastighet med maksimal støy
Vindretning	Medvind mot alle reseptorer/støymottakere
Markabsorpsjon	Basert på arealdekke fra N50-datasett til Kartverket
Bakgrunnsghardheten	2000
Begningshøyden for støymottakerne	4 m

Tabell 5: Tabellen viser beregnet støyverdi for nærmeste støymottakere med en turbin (Enercon E-82 E4 med TES) og tre turbiner (Enercon E-48) (andre og tredje kolonne har verdier rundet **opp** til nærmeste hele tall).\* Forskjellen på Lden og LAeq er 6,4 dB hvis det antas et jevnt støynivå over året. (Lden beregnes med «straffepåslag» slik at **opplevd** midlet støy over året fremstår riktigere med LAeq.)

Bokstavmerke i støyberegning	1 E-82 støyverdi Lden dBA	3 E-48 støyverdi Lden dBA	1 E-82 turbin, støyverdi LAeq dBA	3 e-48, støyverdi LAeq dBA
<b>F</b>	45	49	38,6	42,6
<b>B</b>	43	49	36,6	42,6
<b>A</b>	43	47	36,6	40,6
<b>C</b>	42	45	35,6	38,6
<b>D</b>	42	45	35,6	38,6
<b>E</b>	41	44	34,6	37,6



Kart 7: Nord2000 - støykart for Friestad vindkraftverk i Lden; beregnet av Meventus for 1 Enercon E-82 E4 2,35 MW turbin med 69 m navhøyde (Målestokk: 1:10000).



Kart 8: Nord2000 - støykart for Friestad vindkraftverk i Lden; beregnet av Meventus for 3 Enercon E-48 0,8 MW turbiner med 64 m navhøyde (Målestokk: 1:20000).

### 9.2.6. Infralyd og lavfrekvent støy

Infralyd (IL) og lavfrekvent støy (LKS) er et nytt tema rund landbasert vindkraft i Norge som skaper redsel og usikkerhet blant folk. Norske myndighetene undersøkte temaet allerede 2012 og konkluderte ifølge veileder til retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442/2016) som følgende «På oppdrag fra Klima- og miljødepartementet gjennomførte Miljødirektoratet i 2012 en utredning som vurderte verdien av å innføre egne grenseverdier for lavfrekvent støy innomhus. Resultatet av dette arbeidet viste at lavfrekvent støy innomhus ikke vil være et problem så lenge retningslinje på Lden 45 dBA overholdes.»

For å ta hensyn til eventuelle nyere resultater ble to vitenskapelige gjennomganger av relevant litteratur av Tonin (2018)<sup>1</sup> og van Kamp og van den Berg (2018)<sup>2</sup> lest. Det kommer tydelig fram i vitenskapelig litteratur at IL og LKS fra vindturbiner er ikke hørbar for mennesker siden lydtryknivået er langt under det som er hørbar. Nivået av IL fra vindturbiner er sammenlignbare med nivået av indre kroppsllyder og trykkvariasjoner i øre mens man går. Videre er IL fra vindturbiner ikke høyt nok for å påvirke følelsen av balanse (dvs. Aktiver det vestibulære systemet) bortsett kanskje fra personer med SCDS (Superior canal dehiscence syndrome).

Vibroakustisk sykdom og vindturbinsyndrom er kontroversiell og vitenskapelig ikke støttet. På det nåværende nivået av vindmøllelyd er den påståtte forekomsten av vibroakustisk sykdom (VAD) eller sykdommen som forårsaker vindturbin-syndrom (VTS) ubevist og usannsynlig. Imidlertid er symptomene assosiert med VTS symptomer som finnes i forhold til stress.

Angående VAD skal det vises til en publikasjon fra Chapman og St Georg (2013) i Australian and New Zealand Journal of Public Health som er seriøs og vitenskapelig (peer reviewed)<sup>3</sup>. De konkluderer som følgende: VAD har ingen vitenskapelig anerkjennelse utover gruppen som fant opp og fremmet konseptet. Det fins ingen -ikke engang et rudimentært- bevis for at vibroakustisk sykdom er assosiert med eller forårsaket av vindmøller.

Tonin et al. (2016)<sup>4</sup> fant at IL ikke har noe statistisk signifikant effekt på symptomene rapportert, men at forhåndsmening om IL har en statistisk signifikant effekt. Dette støttet hypotesen om NOCEBO-effekten.

---

<sup>1</sup> Tonin, Renzo. "A review of wind turbine-generated infrasound: source, measurement and effect on health." *Acoustics Australia* 46.1 (2018): 69-86.

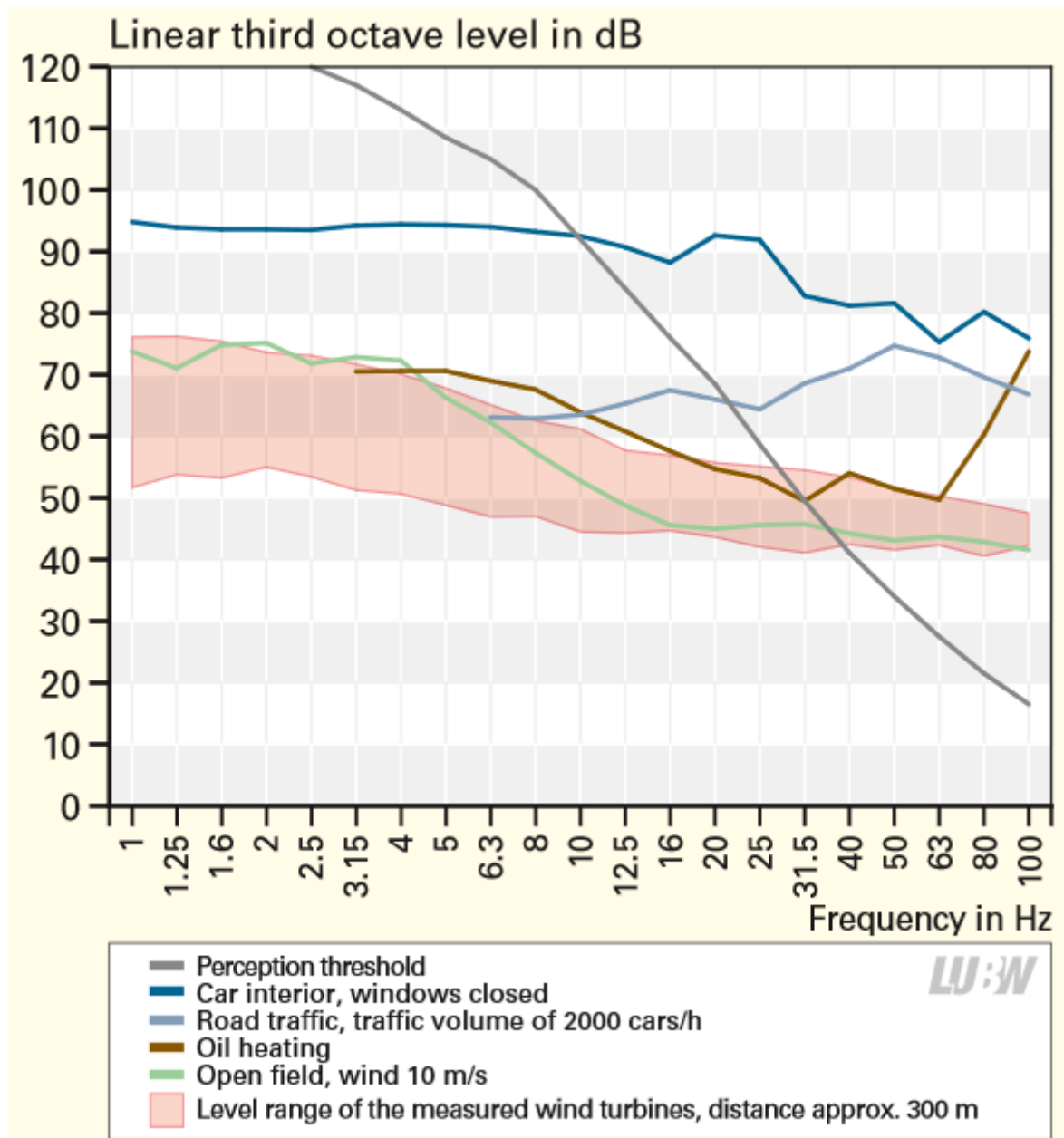
<sup>2</sup> van Kamp, Irene, and Frits van den Berg. "Health effects related to wind turbine sound, including low-frequency sound and infrasound." *Acoustics Australia* 46.1 (2018): 31-57.

<sup>3</sup> Chapman, Simon, and Alexis St George. "How the factoid of wind turbines causing 'vibroacoustic disease' came to be 'irrefutably demonstrated'." *Australian and New Zealand journal of public health* 37.3 (2013): 244-249.

<sup>4</sup> Tonin, Renzo, James Brett, and Ben Colagiuri. "The effect of infrasound and negative expectations to adverse pathological symptoms from wind farms." *Journal of Low Frequency Noise, Vibration and Active Control* 35.1 (2016): 77-90.



Videre er det viktig å påpeke at IL og LFS er forårsaket av ulike kilder (f.eks.: Fosser, lyn, storm, biler, ventilasjonssystemer osv.) og ikke bare vindturbiner. Figur 3 viser en sammenligning av IL og LFS fra vindturbiner og forskjellige andre kilder. Det går tydelig fram at IL og LFS nivå fra en bil er betydelig høyere enn nivået fra vindturbiner. Videre kan man se at IL og LFS nivå i åpent landskap er cirka på samme nivå som IL og LFS fra vindturbiner.



Figur 3: Sammenligning av infralyd og lavfrekvent støy fra vindturbiner og forskjellige andre kilder. Lydtryknivå er uvektet og angitt i dB. Tok fra LUBW, 2016<sup>5</sup>.

Lignende resultater ble funnet av Turnbull et al. (2012)<sup>6</sup> som målte IL og LFS fra flere vindkraftverker og forskjellige kilder. De fant at man får 75 dB(G)<sup>7</sup> på strand i 25 m avstand til vannkanten og mellom 61 og 72 dB(G) i nærheten av vindkraftverk. Et sammendrag av deres måleresultater vises i Tabell 6.

<sup>5</sup>Low-frequency noise incl. infrasound from wind turbines and other sources - Results of the measurement project 2013-2015



Tabell 6: Målte IL og LFS verdier av Turnbull et al. (2012).

Noise Source	Measured Level (dB(G))
Clements Gap Wind Farm at 85m	72
Clements Gap Wind Farm at 185m	67
Clements Gap Wind Farm at 360m	61
Cape Bridgewater Wind Farm at 100m	66
Cape Bridgewater Wind Farm at 200m	63
Cape Bridgewater Wind Farm ambient	62
Beach at 25m from high water line	75
250m from coastal cliff face	69
8km inland from coast	57
Gas fired power station at 350m	74
Adelaide CBD at least 70m from any major road	76

### 9.3. Skyggekast

#### 9.3.1. Definisjon og grenseverdier

Under visse omstendigheter vil turbinen stå i en posisjon mellom solen og betrakningsstedet. Da vil rotorbladene sveipe foran solskiven og kaste en bevegelig skygge som vil projiseres mot betrakningsstedet i et repeterende mønster. Dels vil man oppleve dette som en sveipende skygge over en flate, dels vil man merke en hurtig veksling mellom direkte lys og korte «glimt» med skygge.

Skyggekastomfanget avhenger først og fremst av:

- Hvilken retning og posisjon vindturbinen står i sett fra skyggekastmottakeren
- Avstanden og relativ terrengplassering mellom vindturbin og skyggekastmottaker
- Skjerming av mottaker ved skog etc.
- Størrelsen på vindturbinens rotor og navhøyde

Skyggekast kan defineres inn i tre hovedgrupper:

<sup>6</sup> Turnbull, Chris, Jason Turner, and Daniel Walsh. "Measurement and level of infrasound from wind farms and other sources." *Acoustics Australia* 40.1 (2012): 45-50.

<sup>7</sup> dB(G) vektning er en spesiell vektning for å vurdere infralyd og lavfrekvent støy.

- **Teoretisk skyggekast (worst case):**
  - Teoretisk skyggekast beregnes under følgende forutsetninger:
    - Solen skinner konstant i alle timer med dagslys
    - Turbinene står aldri stille; de er i konstant bevegelse
    - Vindretningen er slik at turbinene alltid står vendt mot skyggekastmottaker
- **Sannsynlig skyggekast (real case):**
  - Sannsynlig skyggekast er et konservativt estimat over faktisk skyggekast
  - Som grunnlag for beregningen av sannsynlig skyggekastomfang er følgende meteorologiske/ driftstekniske data tatt inn som del av forutsetningene:
    - Solskinns sannsynlighet på 0,5
    - Årlig driftstid av 7000 timer per år
    - Fordeling av driftstimer på ulike vindretninger
- **Faktisk skyggekast:**
  - Dette defineres som reelt omfang av skyggekast fra et vindkraftverk i drift. Faktisk skyggekast skiller seg fra sannsynlig skyggekast ved at sistnevnte bare er en prognose for omfang og mønster for reelt skyggekast.

NVE anbefaler at bygninger med skyggekastfølsomt bruk ikke skal utsettes for faktisk skyggekast i mer enn 8 timer per år eller for teoretisk skyggekast i mer enn 30 timer per år eller 30 minutter per dag.

### 9.3.2. Skyggekast Friestad Vindkraftverk

Skyggekastberegningen for Gismarvik Vindkraftverk er gjennomført i henhold til norske krav og NVEs veileder «Skyggekast fra vindkraftverk». Beregningen ble utført av Meventus og resultatene viser hvor mange timers skyggekast per år er forventet for både worst case og sannsynlig skyggekast.

Skyggekastmottakerne er lokalisert basert på gråtonekart fra Statens Kartverk. Samtlige bygninger med skyggekastfølsomt bruk som kan potensiell får skyggekast over grenseverdien er inkludert i beregningene. I henhold til NVEs veileder for skyggekastberegninger har mottakerne en størrelse på 2×2 meter, hevet 2 meter over bakken, og beregningene er basert på en drivhustilstand, som vil si at bygningene ikke har én bestemt retning mot turbinene og at mottakeren har vinduer i alle retninger. I tråd med veilederen er det gjort beregninger av både teoretisk og sannsynlig skyggekast. For beregningene av sannsynlig skyggekast er det brukt en konstant solskinns sannsynlighet på 50%, og den årlige driftstiden for turbinene satt til 6999 timer. Det er videre brukt en retningsfordeling for vind over 12 sektorer. Det er i henhold til veilederen antatt at skyggekast ikke inntreffer når solen står lavere enn 3 grader over horisonten, og det er ikke gjort beregninger av skyggekast for mottakere som er mer for langt unna vindturbinen for å få skyggekast over grenseverdien.

Det er tatt hensyn til terrengets høydeprofil, høyde for skyggekastmottaker og skjermingseffekt av mellomliggende terreng. Det er benyttet en terrengmodell med 1 meters oppløsning.

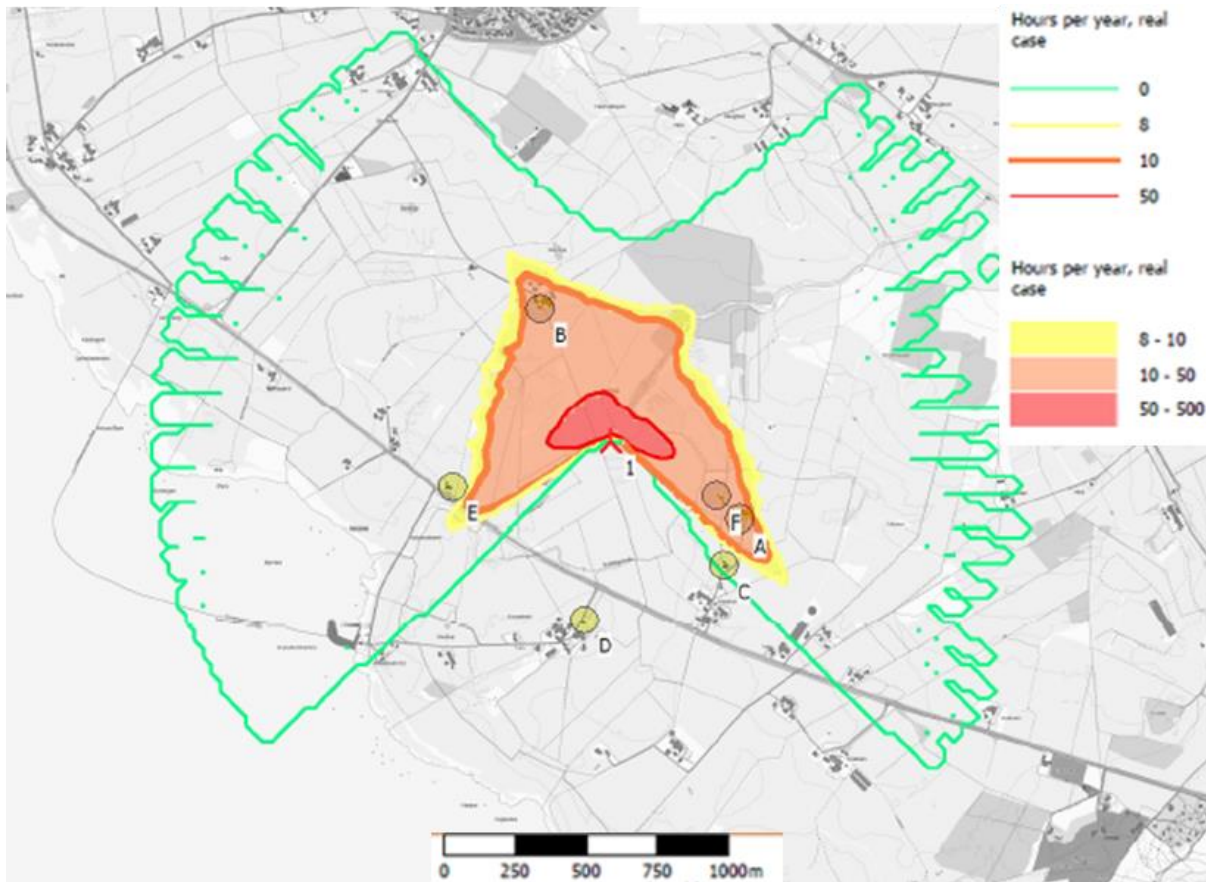
For tre turbiner alternativet vil skyggekastverdier komme opp mot kravet om maks 30 timer per år og 30 minutter per dag (teoretisk maksimal verdi/"worst-case"), men ikke overstige dette. Tre mottakspunkter ble beregnet til ca. 29 timer i året med inntil 27 minutt maksverdi for en dag.

Kart 9 viser skyggekastberegningen for planlagte turbinplasseringer. Beregningen vises i sin helhet i vedlegg 5. Det er beregnet teoretisk skyggekast i over 30 timer per år ved 3 bygninger (A, B, F) nær tiltaket og et forventet skyggekast i over 8 timer per år ved 3 bygninger (A, B, F) nær tiltaket (Tabell 7). For å redusere belastning på de berørte parter blir vindturbinen utstyrt med en automatisk stans for å overholde retningslinjer angående skyggekast. Meventus beregnet at produksjonstap pga. avstengning er mindre enn 0.5 %.

I gitt konsesjonen fastsatte NVE at faktisk skyggekast ikke skal overstige ti timer per år. Med automatisk avstengning skal ikke noen nabo til vindkraftverket få mer skyggekast enn fastsatt i konsesjonen.

Tabell 7: Oversikt skyggekast.

Objekt	Skyggekast (worst case) [timer/år]	Skyggekast (worst case) [timer/dag]	Skyggekast (expected case) [timer/år]
A	50:54	0:39	16:32
B	48:52	0:39	15:09
C	02:39	0:09	0:51
D	0:00	0:00	0:00
E	25:42	0:35	5:54
F	74:25	0:49	23:56



Kart 9: Skyggecast ved Friestad vindkraftverk uten produksjonsbegrensning; beregnet av Meventus for 1 Enercon E-82 E4 2,35 MW turbin med 69 m navhøyde (Målestokk: 1:25000).

#### 9.4. Hinderlys

Vindturbiner med totalhøyde inntil 150 meter må ha to hinderlys på toppen av maskinhuset. Disse skal ha en lysintensitet på 2000 candela. Kravet gjelder både ny og gammel turbin type i Friestad Vindkraftverk. Ved å redusere antall turbiner fra tre til en blir virkning av hinderlys redusert med to tredeler.

#### 9.5. Arealbruk

Alternativet med tre E48 turbiner krever ca. 180 meter tilkomstvei til to av turbinene i tillegg til oppstillingsplass for kran og montasje. Foreslått alternativ vil kun kreve oppstillingsplass for kran og montasje for en turbin, og ingen ny tilkomstvei. Dermed kan det spares ca. 2 mål fulldyrka mark ved å bygge kun en turbin.

#### 9.6. Ising

Forskning har kommet frem til at realistisk maksimal lengde for iskast er  $1 * (\text{navhøyde} + \text{rotordiameter})$  (NVE 57/2018: Temarapport om iskast). For foreslått turbin på 69 meter navhøyde og 82 meter rotordiameter blir mulig iskast avstand dermed 151 meter. Dette vil da erstatte tre turbiner med mulig iskast avstand på 121 meter. Totalt areal berørt av ising reduseres med foreslått

utbygging fra ca. 128 dekar til 70 dekar. En sammenligning av hensynssoner for iskast er vist på Kart 14 i avsnitt 11.

### 9.7. Visuell virkning

For visuell dominans er, ifølge NVEs temarapport om nabovirkninger (2018), antallet synlige turbiner av større betydning for det visuelle inntrykket enn størrelsen på den enkelte turbin. I tillegg konstaterer rapporten at store turbiner med sakte rotasjon normalt oppleves som roligere enn mindre vindturbiner med raskere rotasjon. Endringen fra tre mindre turbiner til en E-82 turbin vil av folk flest oppfattes som en tydelig forbedring visuelt sett, både grunnet færre antall turbiner og saktere omdreiningstall for rotoren (5-18 omdreininger per minutt mot 16-32). At E-82 turbinen har totalhøyde på 110 meter mot mindre turbiner med totalhøyde på 93 vil føre til at turbinen er synlig på noe lengre avstand.

Det er laget fotomontasjer for å illustrere forskjellen mellom utbyggingsvariantene med en og tre turbiner. Fotomontasjene er vist i påfølgende sider med gammelt alternativ øverst og nytt alternativ nederst. Bakgrunnsinformasjon for fotomontasjer vises i Tabell 8 og Kart 10.

Tabell 8: Metadata til bildene som ble brukt til fotomontasjer. Brukt koordinatsystemet er WGS 84 / UTM sone 32 N (EPSG: 32632).

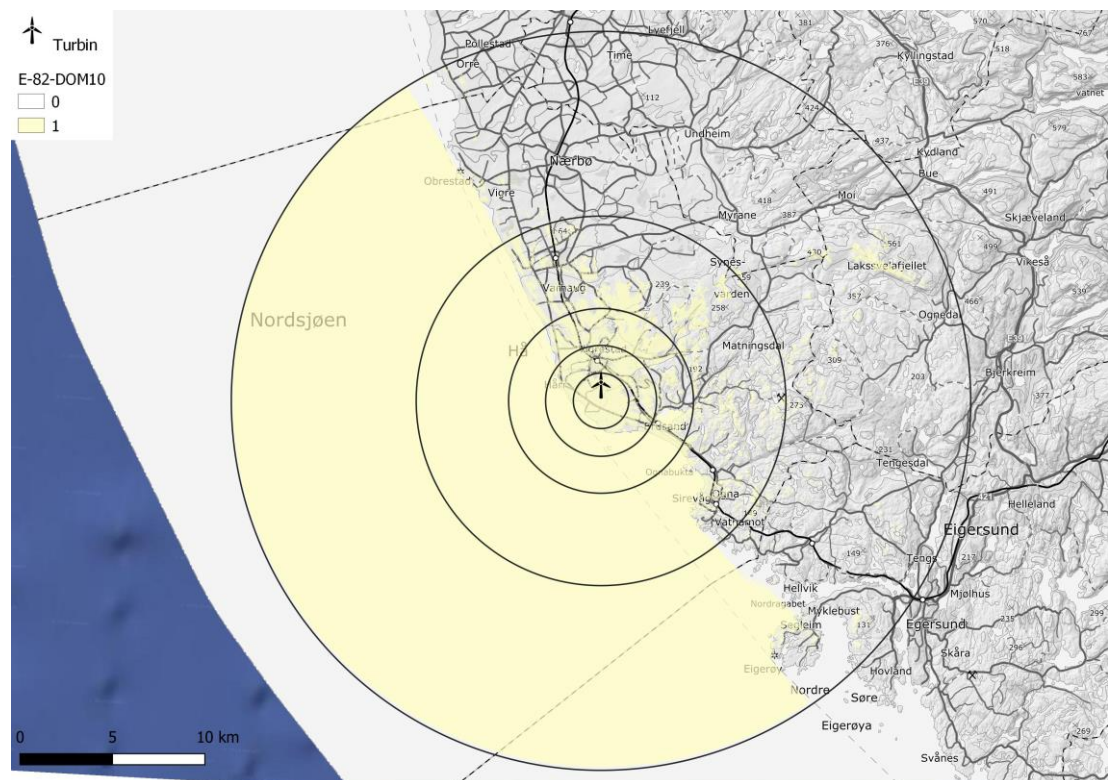
Bild	Nord	Øst	Avstand til nærmeste turbin [m]
Hårr rasteplass	6495692	305664	2 200
Krysset Vigrestad	6495269	306282	1 500
Kvassheim	6494198	306727	1 150
RV ved Friestad	6494171	307998	730
Stokkeland	6496044	310426	2 300



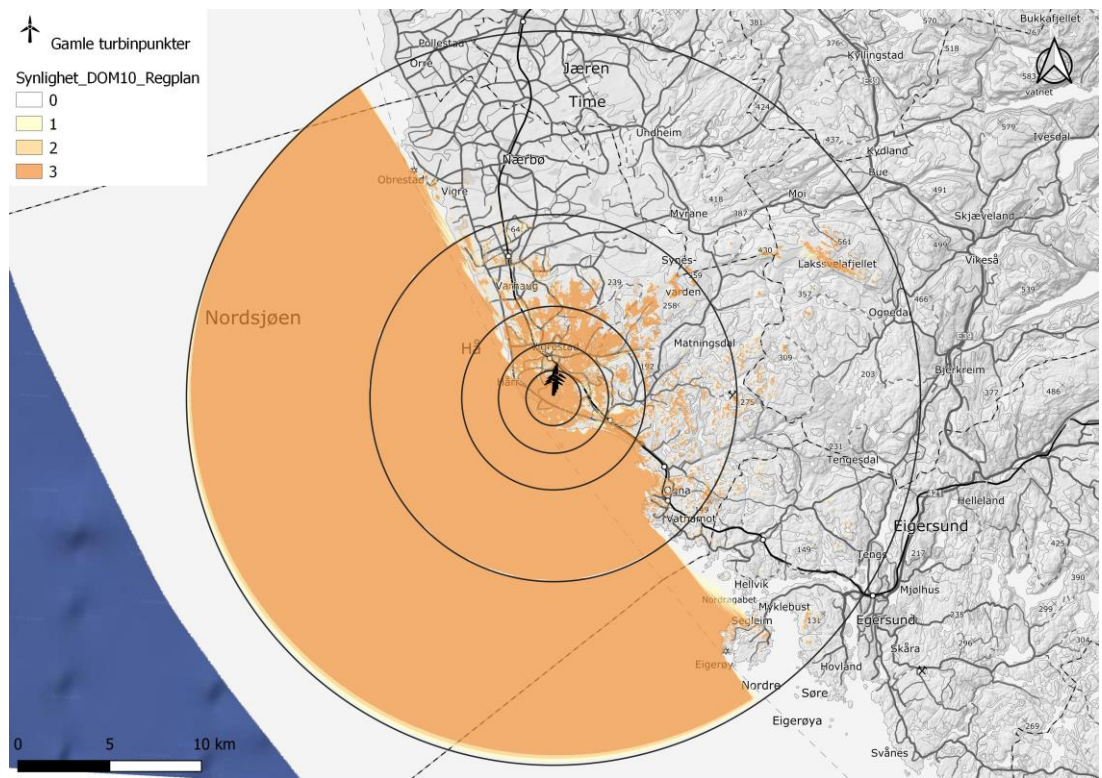


Kart 10: Fotostandpunkter derfra grunnlagsbilder for fotomontasjer til Friestad vindkraftverk ble tatt fra.

Bildene ble tatt med hensyn til best mulig synliggjøring av visuelle virkninger fra Rv 44, Kvasheim og nærmeste bebyggelsen. Fotomontasjene formidler et representativt og realistisk bilde av den visuelle virkningen av Friestad vindkraftverk. Bildene ble tatt i godt vær og tilsvarende gode siktforhold og formidler derfor worst-case av synlighet. Et synlighetskart ble brukt for å velge representative fotostandpunkter (Kart 11, Kart 12). Synlighetskart ble utarbeidet for både løsningen i reguleringsplan (Kart 12) og løsningen med bare en E-82 (Kart 11). Videre fins det en sammenligning av synlighetskartene (Kart 13) som viser forskjellen av antall synlige turbiner.

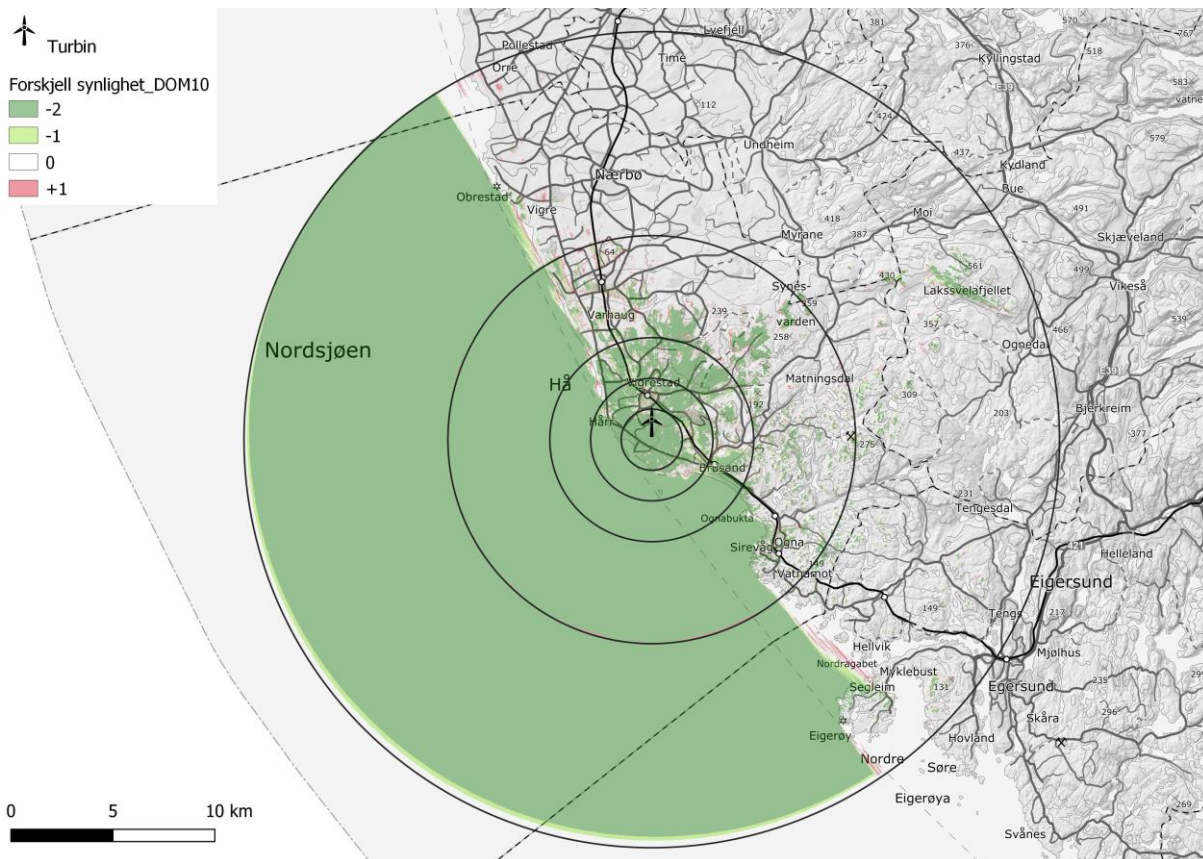


Kart 11: Synlighetskart for Friestad vindkraftverk (1 E-82, Totalhøyde 110 m). Det ble benyttet et digitalt terreng modell (DTM) med ti meters oppløsning (kilde: hoydedata.no). Kartet ble utarbeidet i henhold til NVEs veileder «Visualisering av planlagte vindkraftverk». Etter 10 km ble navhøyden (69 m) benyttet for å beregne synlighet siden det anbefales i veilederen. Sirkler rundt kraftverket viser 1.5, 3, 5, 10 og 20 km avstand.



Kart 12: Synlighetskart for gammelt alternativ i Hå kommunes reguleringsplan for Friestad vindkraftverk (3 Turbiner, Totalhøyde 93 m). Det ble benyttet et digitalt terreng modell (DOM) med ti meters oppløsning (kilde: hoydedata.no). Kartet ble utarbeidet i henhold til NVEs veileder «Visualisering av planlagte vindkraftverk». Etter 10 km ble navhøyden (65 m) benyttet for å beregne synlighet siden det anbefales i veilederen. Sirkler rundt kraftverket viser 1.5, 3, 5, 10 og 20 km avstand.





*Kart 13: Sammenligning av synlighet av utbyggingsløsningen med nytt forslag (Kart 11) og utbyggingsløsningen i reguleringsplan (Kart 12) for Friestad vindkraftverk. Det ble benyttet en digital terrengmodell (DOM) med ti meters oppløsning (kilde: hoydedata.no). I mørkegrønne arealer var 3 turbiner synlig før og med nytt forslag blir bare 1 synlig. I lysegrønne arealer var 2 turbiner synlig før og med nytt forslag bare 1. I røde areal var ingen turbin synlig før, men en synlig i nytt forslag. Etter 10 km ble navhøyden (65 m) benyttet for å beregne synlighet siden det anbefales i veilederen. Sirkler rundt kraftverket viser 1.5, 3, 5, 10 og 20 km avstand.*



## Hårr Rasteplass





## Krysset Vigrestad





## Kvassheim





RV ved Friestad





## Stokkeland



## 9.8. Påvirkning på fugler

Som del av MTA prosessen for et annet vindkraftverk fikk tiltakshaver utarbeidet et notat av Ecofact som vurderer endring fra 5 mindre turbiner til 3 større turbiner. I den grad det er sammenlignbart for Friestad Vindkraftverk er utdrag av rapporten tatt med og kommentert her.

Virkninger fra vindkraftverk kan deles inn i to faser:

- Virkninger som følge av forstyrrelser i tilknytning til anleggsarbeidet.
- Virkninger fra anlegget i drift.

Med en turbin i stedet for tre vil anleggsfasen kortes inn med ca. 2 måneder. Dette er mulig grunnet mindre bygging av vei, kran og riggplasser, fundamenter, og færre kranoperasjoner. Tilsvarende vil det også bli færre transporter av materiale for bygging av en turbin.

For driftsfasen vil en turbin i stedet for tre redusere barriere effekten av kraftverket. Ettersom høyde og rotordiameter ikke avviker i veldig stor grad er det antallet turbiner som utgjør størst forskjell med tanke på påvirkning i driftsfasen. Unnvikelse av områder nær turbiner antas å forekomme i mindre grad ved en turbin i stedet for tre turbiner. Kollisjoner med tårn antas også bli et mindre problem grunnet reduksjon av antall tårn.

Sitat fra Ecofact notat (29.mars 2019):

*«Krijgsveld m.fl. (2009) undersøkte kollisjonsraten pr. turbin i tre vindkraftverk i Nederland med 1,65 MW turbiner. De fant at kollisjonsrisikoen var tilsvarende som for mindre turbiner med mindre rotoroverflate. De påpeker imidlertid at dersom høyde og rotoroverflate tas i betraktning, så var kollisjonsrisikoen for store turbiner en tredjedel av kollisjonsrisikoen for mindre turbiner. Forfatterne påpeker også at fugler i større grad vil fly under rotoren med større turbiner. Disse resultatene indikerer at en vindpark med et mindre antall store turbiner vil kunne utgjøre en mindre kollisjonsrisiko enn en vindpark med flere mindre turbiner.*

*Når rotoromdreiningen blir seinere med økende rotorstørrelse, minker sannsynligheten for at en fugl som flyr gjennom rotorområder vil bli truffet av vingene (se Orloff & Flannery 1996). I tillegg vil størrelsen på rotorbladene øke synligheten for en fugl som nærmer seg vindkraftverket (Krijgsveld m.fl. 2009). Med økende rotordiameter og høyde på vindkraftverket, vil imidlertid fugler som flyr høyere og i et større høydespekter kunne bli påvirket (Barclay m.fl. 2007, Johnson m.fl. 2002, Manville 2009, Morrison 2006). I Norge er det f.eks. kjent at trekkende gjess i stor grad flyr i større høyder, og ikke uvanlig i høyder på 150-200 mob. (Andersen 2013). Større turbiner produserer også større grad av virvler og turbulens ved vingetuppene, noe som potensielt kan påvirke kollisjonsfaren for flygende fugler (NWCC 2010). Det er også sannsynlig at kollisjonsrisikoen vil øke med rotorstørrelsen når dårlige værforhold sammenfaller med fugletrekk (se f.eks. Manville 2009).*

*I sin review-undersøkelse, fant Hötker m.fl. (2006) en sammenheng mellom turbinstørrelse og fuglers unnvikelse, dvs. unnvikelsesavstanden økte med økende turbinstørrelse. Med unntak av vipe, var imidlertid ingen av resultatene statistisk signifikante.*

*Sannsynligheten for at en gitt fugl vil kollidere med en vindturbin, dvs. kollisjonsrisikoen, avhenger ellers av en rekke andre faktorer utover størrelse på turbinen. Layout, landskapsforhold, arter, tetthet av fugler mv. påvirker også kollisjonsomfanget. Det kan også være problematisk å sammenligne studier av store og små turbiner, da studiene sjelden er gjort på samme sted og i samme miljø.»*

Lavere rotasjonshastighet antas å være positivt med tanke på at fugler lettere vil være i stand til å unnvike rotoren til vindturbinen. Kollisjonsrisiko for 1,65 MW turbiner ble vurdert å være lik eller lavere enn for mindre turbiner (avhengig av om en tar høyde og rotoroverflate med i betraktningen). Dette antas også å være tilfellet for den aktuelle endringen i Friestad Vindkraftverk. Større turbiner kan gi mer virvler og turbulens ved vingetuppene, som kan være negativt med tanke på kollisjonsfare. Turbin for turbin kan større turbiner også føre til større unnvikelsesavstand, for Friestad antas det at reduksjon fra tre til en turbin totalt sett gir mindre unnvikelsesavstand.

Avstand fra rotorblad til bakken er for gammelt alternativ 37 meter og for nytt forslag 28 meter. Denne forskjellen er så liten at den ikke antas å ha noen vesentlig effekt. (Ved økende avstand fra bakkenivå vil lavereflygende fugl kunne fly under rotoren)

I sum forventer tiltakshaver grunnet kortere anleggstid, lavere kollisjonsrisiko og redusert unnvikelsesavstand, et redusert konfliktnivå i forhold til fugl ved foreslått utbyggingsløsning.

## 9.9. Produksjon

Produksjon fra 3 stykk E-48 turbiner er beregnet til ca. 8 GWh/år, som tilsvarer det årlige forbruket til 400 eneboliger (20 000 kWh). Produksjon fra 1 stykk E-82 turbin er beregnet til ca. 8,5 GWh/år, tilsvarende det årlige forbruket til 425 eneboliger. Alternativet med 1 stykk E-82 turbin vil produsere 0,5 GWh mer per år enn det andre alternativet, tilsvarende det årlige forbruket til 25 boliger.

## 10. Håndtering av avfall

Det vil genereres noe avfall i forbindelse med bygging av fundament og turbiner. Under byggeperioden vil det settes ut container som skal benyttes til alt grovere avfall, dette vil bli levert til godkjent avfallsanlegg for sortering og gjenvinning. Spesialemballasje benyttet for transport av vindturbindeler vil i stor grad beholdes av leverandør for gjenbruk. Pauserom og sanitærøpplagg håndteres ved å leie inn nødvendige mobile løsninger som fjernes når anleggsarbeidet er ferdig.

## 11. Ising og Iskast

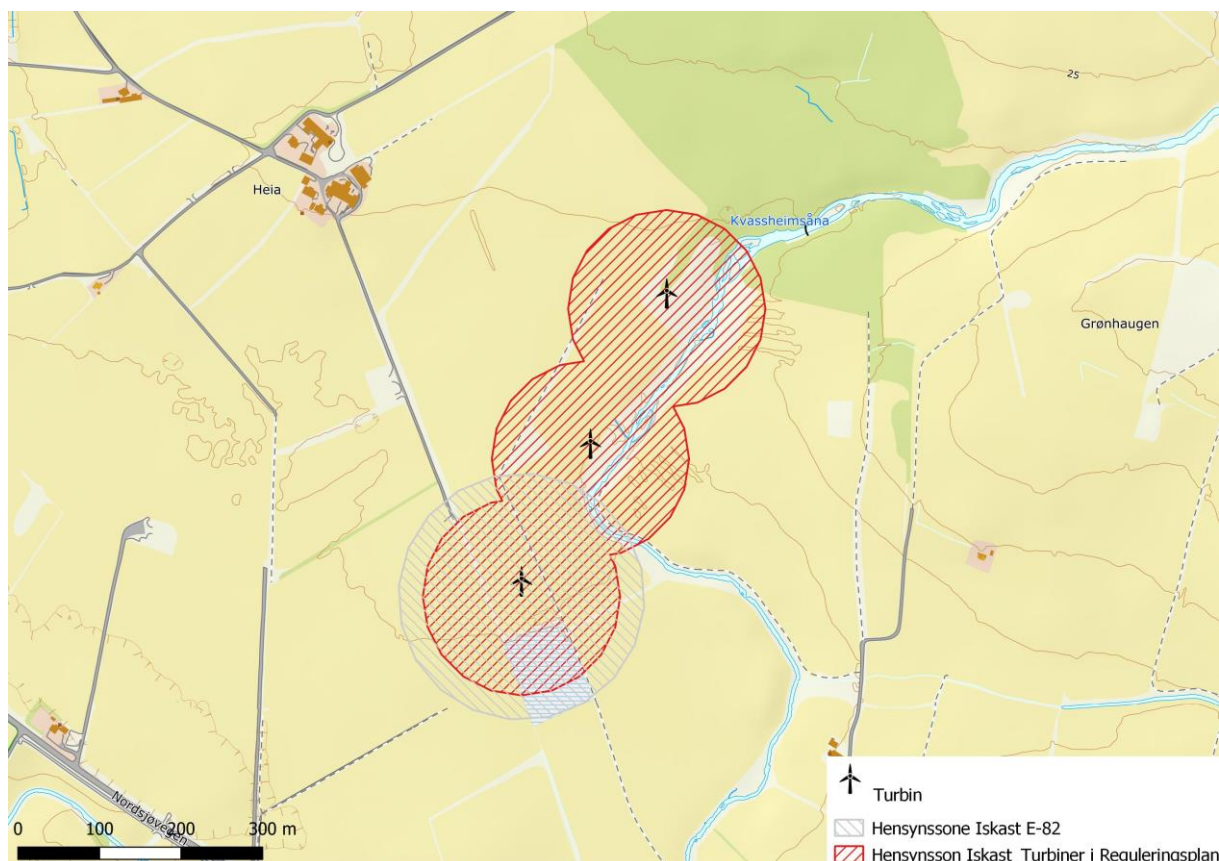
Iskartet utarbeidet av Byrkjedal og Åkervik (2009) viser at ising er mulig mellom 0 og 50 timer per år. Sannsynligheten er dermed ganske lav. Wind Power Icing Atlas viser også at Friestad er i lavest ising



klasse (Low risk (IEA Ice class 1)). Vindturbinen har sensorer og styring som oppdager og håndterer ising fortløpende. Oppstår ising vil turbinen slå seg av inntil isen er borte. Det er mulig å utstyre turbinen med av-ising systemer om ønskelig, men vi ble informert av leverandøren at slike avising systemer har som mål å øke produksjonen og kan til og med øke risikoen for iskast. Planområdet befinner seg i et jordbruksområde med begrenset aktivitet, særlig i vinterstid. Derfor er det lite sannsynlig at folk oppholder seg i nærheten. Om natten når sannsynligheten for ising på grunn av lavere lufttemperaturer er høyest, er det vanligvis minst aktivitet.

De bestående veiene i området er blindveier som brukes som tilkomstvei til jordbruksområde. Det ble utarbeidet et kart med hensynssoner for iskast (Kart 14). På grunn av utbyggingsløsning med bare 1 turbin istedenfor 3 reduseres arealet som kan være utsatt for ising fra 127747 m<sup>2</sup> til 70437 m<sup>2</sup>.

Siden arealet er veldig lite og med stor sannsynlighet ikke brukt i tidsrom med fare for ising, og ising er beregnet å forekomme svært sjeldent, vurderer tiltakshaver at risiko som befolkningen utsettes for ikke er vesentlig sammenliknet med den generelle daglige risikoen i samfunnet. Det vil likevel settes opp skilt ved adkomstveien, dette skal informere om faren for ising ved klimatiske forhold som gjør ising mulig.



Kart 14: Kart med hensynssone for iskast. Det ble benyttet formel for maksimal observert kastelengde fra NVE sin veileder «iskast fra vindturbiner» (Maksimal kastelengde = 1.0 x (navhøyde + rotordiameter). Røde arealet er hensynssoner for godkjent løsning i reguleringsplan og grått areal er hensynssone med ønsket utbyggingsløsning. Turbinpunktene som er tegnet inn er de i opprinnelig plan. Turbinpunkt for E-82 stemmer overens med sørligste turbinpunkt.



## 12. Frist for istandsetting

Frist for istandsetting av planområdet er to år, ref. anleggskonsesjon. Solvind Prosjekt AS vil sørge for istandsetting i løpet av kort tid etter at anlegget er satt i drift, likevel senest innen fristen på to år. Istandsetting vil innebære at eventuelle midlertidige veiutvidelser og mellomlagringsareal tilbakeføres til jordbruksjord når anleggsperioden er over.

Det fins mange turbiner innenfor jordbrukslandskap i Tyskland eller Danmark (f.eks.:Bilde 1). Bonden skal informeres om å kjøre med spesiell forsiktighet i nærheten av turbinen. Det er mulig å dyrke mark tett opp til turbinen og kranplass, men dyrking må skje utenfor fundamentet. Fundamentets utstrekning vil markeres tydelig slik at det ikke er risiko for skade på fundament i forbindelse med jordarbeiding.



*Bilde 1: En vindturbin i jordbrukslandskap i nord-Tyskland.*

Ved behov skal turbinen sikres fysisk for å minimere risiko for en ulykke med kjøretøy. For kabelgrøfter skal topplaget legges tilbake. Overskuddsmasse etter etablering av veier, fundamenter og oppstillingsplasser ventes å være jordbruksjord som kan legges på eksisterende dyrka mark, eller bidra til etablering av nydyrking av egnet område (etter egne tillatelser for slikt).

## 13. Prosjektilpasset kontrollplan

Det følger av retningslinjer for MTA-planen at NVE skal følge opp anleggsfasen med en eller flere befaringer for å se til at konsesjon med vilkår og godkjent MTA-plan etterleves. Etter avslutning av anleggsfasen er konsesjonæren ansvarlig for å dokumentere ovenfor NVE at anlegget ble bygd i samsvar med konsesjonen og MTA-planen.

En prosjektilpasset kontrollplan vil utarbeides av konsesjonær i samarbeid med SHA ansvarlig for turbinleverandør. Denne skal avdekke alle operasjoner med særlig risiko for helse, miljø og sikkerhet, samt inneholde en tiltaksplan for håndtering og oppfølging av avvik. Utførende entreprenør vil bli pålagt å rapportere avvik til byggherren. Ved alvorlig avvik skal byggherren rapportere videre til overordnet myndighet. Alt personell involvert i bygging av kraftverket skal være kjent med kontrollplanen.

Videre skal det utarbeides en plan for å fylle opp krav om internkontroll angående miljø og landskap i henhold til veileder for interkontroll for krav til miljø og landskap for energianlegg før anlegget settes i drift.

## 14. Spørsmål og kommentarer til MTA og detaljplan

Dette dokument med vedlegg vil etter vanlig fremgangsmåte sendes på høring av Norges Vassdrags og Energidirektorat (NVE), innspill til høringen vil samles opp og sendes til tiltakshaver for kommentar når høringen er avsluttet. Tiltakshaver kan uansett kontaktes via epost til [post@solvind.no](mailto:post@solvind.no).

### Oversikt: kart - bilder - tabeller

Kart 1: Oversiktskart over Friestad Vindkraftverk (Målestokk 1:50000).....	9
Kart 2: Arealbrukskart 1: Sørlig delkart (Målestokk: 1:5000).....	11
Kart 3: Arealbrukskart 2: Midtre delkart (Målestokk: 1:5000).....	11
Kart 4: Arealbrukskart 3: Nordlig delkart (Målestokk: 1:5000).....	12
Kart 5: Terrenghøyde rundt Friestad Vindkraftverk basert på DTM1 (Målestokk 1:5000).....	14
Kart 6: Kabellegging i nærheten av kulturminneområde (Målestokk: 1:500).....	16
Kart 7: Nord2000 - støykart for Friestad vindkraftverk i Lden; beregnet av Meventus for 1 Enercon E-82 E4 2,35 MW turbin med 69 m navhøyde (Målestokk: 1:10000). ....	22
Kart 8: Nord2000 - støykart for Friestad vindkraftverk i Lden; beregnet av Meventus for 3 Enercon E-48 0,8 MW turbiner med 64 m navhøyde (Målestokk: 1:20000).....	22
Kart 9: Skyggekast ved Friestad vindkraftverk uten produksjonsbegrensning; beregnet av Meventus for 1 Enercon E-82 E4 2,35 MW turbin med 69 m navhøyde (Målestokk: 1:25000). ....	28
Kart 10: Fotostandpunkter derfra grunnlagsbilder for fotomontasjer til Friestad vindkraftverk ble tatt fra. ....	30
Kart 11: Synlighetskart for Friestad vindkraftverk (1 E-82, Totalhøyde 110 m). Det ble benyttet et digitalt terreng modell (DTM) med ti meters oppløsning (kilde: hoydedata.no). Kartet ble utarbeidet i henhold til NVEs veileder «Visualisering av planlagte vindkraftverk».....	31
Kart 12: Synlighetskart for gammelt alternativ i Hå kommunes reguleringsplan for Friestad vindkraftverk (3 Turbiner, Totalhøyde 93 m). Det ble benyttet et digitalt terreng modell (DTM) med ti meters oppløsning (kilde: hoydedata.no). Kartet ble utarbeidet i henhold til NVEs veileder «Visualisering av planlagte vindkraftverk». ....	31

Kart 13: Sammenligning av synlighet av utbyggingsløsningen med nytt forslag (Kart 11) og utbyggingsløsningen i reguleringsplan (Kart 12) for Friestad vindkraftverk. Det ble benyttet en digital terrengmodell (DTM) med ti meters oppløsning (kilde: hoydedata.no). I mørkegrønne arealer var 3 turbiner synlig før og med nytt forslag blir bare 1 synlig. I lysegrønne arealer var 2 turbiner synlig før og med nytt forslag bare 1. I røde areal var ingen turbin synlig før, men en synlig i nytt forslag. I hvite arealer vil ingen turbin være synlig. ....	32
Kart 14: Kart med hensynssone for iskast. Det ble benyttet formel for maksimal observert kastelengde fra NVE sin veileder «iskast fra vindturbiner» (Maksimal kastelengde = 1.0 x (navhøyde + rotordiameter). Røde arealet er hensynssoner for godkjent løsning i reguleringsplan og grått areal er hensynssone med ønsket utbyggingsløsning. Turbinpunktene som er tegnet inn er de i opprinnelig plan. Turbinpunkt for E-82 stemmer overens med sørligste turbinpunkt. ....	40
Tabell 1: Foreløpig fremdriftsplan for Friestad Vindkraftverk .....	5
Tabell 2: Oversikt over parter som har vært involvert i behandling av prosjektet. ....	8
Tabell 3: Oversikt over konsesjonsgitt løsning og ønsket utbyggingsalternativ. *Leverandørspesifikasjon, riggplass på 1000 m <sup>2</sup> tilbakeføres etter endt installasjon. ....	12
Tabell 4: Parameter for Støyberegning .....	21
Tabell 5: Tabellen viser beregnet støyverdi for nærmeste støymottakere med en turbin (Enercon E-82 E4 med TES) og tre turbiner (Enercon E-48) (andre og tredje kolonne har verdier rundet <b>opp</b> til nærmeste hele tall). * Forskjellen på Lden og LAeq er 6,4 dB hvis det antas et jevnt støynivå over året. (Lden beregnes med «straffepåslag» slik at <b>opplevd</b> midlet støy over året fremstår riktigere med LAeq.).....	21
Tabell 6: Målte IL og LFS verdier av Turnbull et al. (2012). ....	25
Tabell 7: Oversikt skyggekast. ....	27
Tabell 8: Metadata til bildene som ble brukt til fotomontasjer. Brukt koordinatsystemet er WGS 84 / UTM sone 32 N (EPSG: 32632). ....	29
Figur 1: Lydnivå fra forskjellige støykilder etter norsk forening mot støy. ....	18
Figur 2: Lydutbredelse fra vindturbin med vindgradient. Lyden bøyes nedover i medvindssonen (til høyre i figuren) og oppover i motvindssonen (til venstre). Kilde: S. Ljunggren og G. Lundmark: Buller från vindkraftverk.....	19
Figur 3: Sammenligning av infralyd og lavfrekvent støy fra vindturbiner og forskjellige andre kilder. Lydtryknivå er uvektet og angitt i dB. Tok fra LUBW, 2016.....	24
Bilde 1: En vindturbin i jordburkslandskap i nord-Tyskland.....	41

## Vedleggsliste:

Vedlegg 1: Friestad plantegning

Vedlegg 2: Kvasseheimsåna - Vurdering av flomforhold

Vedlegg 2: Bodengutachten Neuman Rev 2 (Grunnundersøkelse)

Vedlegg 4: Støyberegning E-82

Vedlegg 5: Støyberegning 3 E-48

Vedlegg 6: Skyggekastberegning E-82