



SANDNES KOMMUNE  
Vann, avløp og renovasjon

Fylkesmannen i Rogaland - Miljøvern avdelingen  
Postboks 59 sentrum  
4001 STAVANGER

Sandnes, 27.10.2020

Deres ref:  
Saksbehandler: Hanne Grete Skien

Vår ref: 20/22333-43  
Arkivkode: ---

## **Klage fra Vardafjellet Vindkraft AS på Sandnes kommunes utslippstillatelse for støy oversendes til Fylkesmannen i Rogaland for avgjørelse**

Sandnes kommune har gitt utslippstillatelse på vilkår for støyutslipp fra Vardafjell vindkraftverk i henhold til «Forskrift om myndighet til kommunene etter forurensningsloven» - FOR-2019-09-30-1289, som trådte i kraft 01.01.2020.

Advokatfirmaet Thommessen AS har på vegne av Vardafjellet Vindkraft AS klaget på Sandnes kommunes utslippstillatelse for støy.

Sandnes kommune har lagt klagesaken fram for politisk behandling i «Utvalg for miljø og tekniske saker» som i møte 21. oktober opprettholdt utslippstillatelsen og vilkårene, og fattet vedtak om at saken sendes til Fylkesmannen i Rogaland for avgjørelse.

Vedlagt oversendes Sandnes kommunes saksutredning av klagesaken og vedtaket fra Utvalg for Miljø og tekniske saker.

Vi ber Fylkesmannen i Rogaland om å avgjøre saken.

Kjersti Ohr  
VAR-sjef

Hanne Grete Skien  
fagansvarlig teknisk  
miljø

Dette dokumentet er elektronisk produsert og krever ikke signatur.

Vedlegg:

Vardafjellet vindkraftverk - klage på vedtak; Vedlegg 1 Støy skyggekast og folkehelse; 9 Kommunens støyrapport for drift med og uten avbøtende tiltak; Krav om innsending av opplysninger - Vardafjellet vindkraftverk; 130919 Utbyggers støyrapport; Dokument 20\_22333-1

Krav om innsending av opplysninger - Vardafjellet vindkraftverk sendt fra Sandnes kommune; Sandnes kommunes tillatelse etter forurensningsloven til støyutslipp fra Vardafjellet Vindkraft AS ;Bakgrunn og begrunnelse for en skjerpet støygrense for Vardafjell vindkraftverk;Klage på vedtak - Ref. 20/22333-13;Begjæring om omgjøring og klage på Sandnes kommunes vedtak om støyutslipp fra Vardafjellet vindkraft AS;Vedlegg til klagebehandling utslippstill støy Vardafjell vindkraftverk;Vedtak

Kopi:

NVE /v Jørgen Kocbach Bølling;Norges vassdrags- og energidirektorat - NVE;Vardafjellet Vindkraft AS;RES Ltd /v Kalle Hesstvedt;Advokatfirmaet Thommessen AS

Arkivsak-dok. 20/22333-17  
Saksbehandler Hanne Grete Skien

<b>Behandles av</b>	<b>Sakstype</b>	<b>Møtedato</b>
Utvalg for miljø og tekniske saker 2019-2023	Utvalgssaker	21.10.2020

## **Begjæring om omgjøring og klage på Sandnes kommunes vedtak om støyutslipp fra Vardafjellet vindkraft AS**

### **Bakgrunn for saken**

Sandnes kommune har mottatt klage på vedtaket som kommunen fattet med hjemmel i forurensningslovgivningen om støyutslipp fra Vardafjellet Vindkraft AS. Klagen legges her fram for Utvalg for miljø og tekniske saker som bes ta stilling til om vedtaket skal omgjøres eller opprettholdes. Dersom vedtaket opprettholdes skal klagen videresendes til Fylkesmannen i Rogaland som er klageinstans.

### **Saken**

Saken om vindkraftverk på Vardafjellet i Sandnes har pågått siden 2008. Vindturbinenes størrelse har i løpet av denne tiden blitt endret fra 2,3 MW til 4,2 og 4,3 MW. Høyden er steget fra 126,5 m til 150 m, og roterende flater har i sum økt med 25%.

Støyemisjonen har økt fra 105,4 dBA til 106 dBA. Antall boliger med støy over Lden\* 45,499 har steget fra 3 til 27, og antall boliger mellom Lden 40-45 dBA er økt fra 56 til 102. Dermed har også vindkraftverkets påvirkning på omgivelsene blitt endret vesentlig fra konsesjonsvedtak til utbygd løsning. Det har blitt betydelig flere naboer som kan bli negativt påvirket av støy fra vindturbinene.

Støyproblematikken har vært en del av Norges vassdrags- og energidirektorats (NVE) konsesjonsbehandling og har dermed også blitt vurdert av Olje- og energidepartementet (OED) i deres klagebehandling. NVE og OED viser til grenseverdier for støy på Lden 45 dBA i den nasjonale støyretningslinjen T-1442/2016.

Fylkesmannen har vært myndighet for støy fra vindkraftverk inntil 01.01.2020 da det ble innført en ny forskrift som overførte myndigheten til kommunene. Fylkesmannen i Rogaland har ikke fattet eget vedtak vedrørende støy for Vardafjellet vindkraftverk.

\* Lden er et målebegrep for utendørs støy og er uttrykk for gjennomsnittlig lydnivå for tre forskjellige perioder av døgnet; dag, natt og kveld. Lden beregnes som årsmiddelverdi.

Sandnes kommune har fulgt opp den nye myndigheten som kommunene har fått ved å fatte vedtak om en grenseverdi på Lden 42 dBA for utslipp av støy fra Vardafjellet vindkraftverk.

Vardafjellet Vindkraft AS har i brev av 3.september 2020 fra advokatfirmaet Thommessen AS påklaget kommunens vedtak. De hevder at Sandnes kommune har fattet et vedtak mellom annet uten rettslig grunnlag og at vedtaket må erklæres ugyldig og oppheves.

### **Sandnes kommunes vedtak om støyutslipp**

I Sandnes kommunes brev av 14.08.2020 til Vardafjellet Vindkraft AS (VV) (brevet og dets vedlegg «Bakgrunn og begrunnelse for en skjerpet støygrense for Vardafjell vindkraftverk» er vedlagt) ble det fattet følgende vedtak:

Vardafjellet Vindkraft AS gis tillatelse etter forurensningsloven § 11 til utslipp av støy fra vindturbiner på Vardafjell vindkraftverk på følgende vilkår:

1. Grenseverdien for støy fra vindturbinene skal ved boliger ikke overskride Lden42dBA basert på worst-case støyberegninger.
2. Grenseverdien for innendørs støy er i utgangspunktet 30 dB, men skal ikke overstige 35 dB for eldre boliger i henhold til klasse D i NS 8175.
3. Alle vindturbinene skal kjøres i støyredusert modus inklusiv tagger/serrated blades hele døgnet året rundt for størst mulig støyreduksjon.
4. Det skal foretas støymålinger ved kilden for hver turbin senest seks måneder etter at disse enkeltvis er satt i drift for å kontrollere at støy ved kilden er slik leverandøren har oppgitt.
5. Dokumentasjon på støyreduserende tiltak, resultatet av disse og gjennomførte målinger, skal sendes kommunen senest seks måneder etter at anlegget er satt i drift.
6. Kommunen skal motta informasjon om antall omdreininger pr minutt for driftsmodusen til den enkelte turbin før turbiner settes i drift.

Kommunen kan stille ytterligere krav dersom støygrensene ikke overholdes etter at vindkraftverket er satt i drift.

Som lovhjemmel for vedtaket ble oppgitt Forurensningsloven og FOR-2019-09-30-1289 Forskrift om myndighet til kommunene etter forurensningsloven.

### **Klagen på Sandnes kommunes vedtak**

Advokatfirmaet Thommessen AS har i brev av 3. september 2020 klaget på Sandnes kommunes vedtak på vegne av Vardafjellet Vindkraft AS (VV). Klagebrevet er vedlagt.

Her er noen av hovedpunktene i klagen (nummereringen er hentet fra klagen):

1. *Overordnet gjøres det gjeldende at Sandnes kommune ikke har rettslig grunnlag til å fatte særskilt vedtak etter forurensningsloven i denne saken. Dette innebærer at Vedtaket er ugyldig.*

De skriver videre at kommunen ikke har fulgt den nasjonale støyretningslinjen og dermed har utsatt VV for usaklig forskjellsbehandling.

Delvedtak 3 om permanent støyreduisert modus for alle turbiner er uforholdsmessig inngripende, og dette delvedtaket må omgjøres.

De viser videre til sentrale dokumenter og vedtak fra NVE og OED sin behandling av søknader for vindkraftverket.

2. Vedtaket er ugyldig fordi kommunen ikke har rettslig grunnlag til å fatte vedtak om særskilt forurensningstillatelse.

Det hevdes at etter fast forvaltningspraksis kreves ikke egne forurensningstillatelser når støynivåer er behandlet under konsesjonsbehandlingen og støy fra vindkraftverket ikke vil overstige de fastsatte grenseverdiene på Lden 45 dBA.

Det hevdes videre at det er kun i vindkraftverkssaker av mindre størrelse som ikke krever konsesjon, at kommunene selv kan gi forurensningstillatelse.

3. Sandnes kommune har ikke fulgt Miljødirektoratets støyretningslinje og utsatt VV for usaklig forskjellsbehandling.

Subsidiært, dersom Sandnes kommune og /eller klageinstansen mener det er rettslig grunnlag for og nødvendig med en egen forurensningstillatelse, må tillatelsen basere seg på de kravene som følger av Miljødirektoratets støyretningslinje T-1442 med tilhørende veileder M-128, og som allerede er fastsatt i anleggskonsesjonen etter energiloven § 3-1.

Klager hevder at Sandnes kommune har fastsatt et betydelig lavere støykrav ved å legge til en sikkerhetsmargin på 3 dBA som det ikke er grunnlag for i gjeldende regelverk. Dersom Sandnes kommune har rettslig grunnlag til å gi en forurensningstillatelse for støy, må denne tilsvare kravet i støyretningslinjen med veileder, slik kravet også er fastsatt av NVE og OED.

3.2 Sandnes kommune kan ikke kreve bruk av spesifikke parametere i støyestimeringene. Det trekkes fram som eksempel at det benyttes lufttemperatur på 15 grader celsius, mens Sandnes kommune mener at 10 grader vil være mer korrekt.

3.3 Vedtaket er ugyldig som følge av usaklig forskjellsbehandling  
Konsekvensen av at kommunen ikke følger støyretningslinjen med veileder og krever bruk av spesifikke parametere i støyestimeringene, er at VV utsettes for en usaklig forskjellsbehandling. Når Sandnes kommune ikke følger retningslinjene overfor VV, medfører det at VV oppnår et dårligere resultat enn andre vindkraftutbyggere hvor retningslinjene har blitt fulgt.

4. OEDs vurderinger er ikke hensyntatt

Det vises til at OEDs vurderinger av anvendelsen av støyretningslinjen og veilederen ikke er hensyntatt av Sandnes kommune, dette til tross for at OED i sitt vedtak av Miljø-, transport- og anleggsplan (MTA-plan) og brev til Sandnes kommune, begge 1. juli 2020, svarer ut kommunens anførsler

vedrørende praktiseringen av støyregelverket. Sentrale hensyn og premisser som behandles av OED er dermed utelatt i Vedtaket fra Sandnes kommune.

Det vises til at NVE og OED har avgjort at en skal legge worst-case til grunn ved utarbeidelsen av driftsregimet for vindturbinene.

Sandnes kommune og/eller klageinstansen må ta i betraktning OEDs MTA-vedtak og brevet til Sandnes kommune 1. juli 2020 når de vurderer om vedtaket skal omgjøres. Det må her legges vekt på at det er fastsatt betydelig strengere vilkår vedrørende støy enn tidligere i prosessen.

5. Sandnes kommune kan uansett ikke pålegge VV å kjøre alle turbinene i støyreduisert modus.

Det ligger ikke innenfor kommunens myndighet å pålegge det ene eller det andre driftsregimet, så lenge grenseverdiene for støy overholdes.

#### 6. Oppsummering

Til sist i oppsummeringen står det: *Grunnet Vedtakets mange feil, som hver for seg og i sum har innvirket på Vedtakets innhold, må det erklæres ugyldig og oppheves. Det er verken behov for eller rettslig grunnlag for å fatte et nytt vedtak til erstatning for det ugyldige Vedtaket.*

### **Sandnes kommunes kommentarer til saksgang**

Innledningsvis vil vi her forklare saksgangen for Sandnes kommunes (SK) behandling av saken om støyutslipp fra Vardafjell vindkraftverk.

01.01.2020 fikk kommunene myndighet for støy fra vindturbiner ved ny forskrift (FOR-2019-09-30-1289 Forskrift om myndighet til kommunene etter forurensningsloven). Forskriften ble innført for overføring av oppgaver til kommunene i forbindelse med kommunereformen. Dette ville gi økt makt og myndighet, og dermed økt lokalt selvstyre. (Se Prop.91L (2016-2017), se pkt. 6.4.3).

17.02.2020 sendte SK brev (vedlagt) til Nordisk Vindkraft AB med pålegg om å sende inn til Sandnes kommune en redegjørelse for støyutslipp fra Vardafjell Vindkraftverk (VV) som var i ferd med å bli bygget. Redegjørelse med dokumentasjon skulle utformes som en søknad om tillatelse til utslipp av støy fra vindturbinene.

24.02.20 påklagde SK NVE's vedtak av 31.01.2020 og ba NVE endre støygrensen i konsesjonsvilkåret for støy fra Lden 45 dBA til Lden 42 dBA. NVE har som praksis at utbygger bes om å uttale seg til innkomne klager.

03.04.2020 formidlet VV V/Kalle Hesstvedt til SK at brevet med krav om å søke om utslippstillatelse ikke var blitt mottatt. Men han skrev at brevet fra SK var inkludert i saksdokumentene i forbindelse med rettsaken om midlertidig forføyning som pågikk i Jæren Tingrett. SK sendte brevet til han på nytt.

25.05.2020 mottok SK mail fra Kalle Hesstvedt (vedlagt) der han viste til saksbehandlingen hos NVE og OED, og de opplysninger som forelå der. SK valgte å oppfatte dette som en søknad siden det var det vi hadde bedt om.

Siden saken hadde vært pågående i lang tid og var opplyst gjennom folkemøte 06.11.2019, NVE's hjemmeside for saken og i forskjellige media, vurderte SK at det ikke var behov for høring av «søknaden» om utslippstillatelse. Det hastet med å fatte et vedtak vedrørende støy fra vindkraftverket siden montering av turbinene var begynt. Dette både av hensyn til utbyggeren og naboene rundt vindkraftanlegget.

SK fattet vedtak angående støy i brev datert 11.06.2020 som ble sendt til Nordisk Vindkraft, som vi på det tidspunkt hadde fått opplyst var riktig adressat. I mail av 1. juli 2020 fikk SK tilbakemelding fra Kalle Hesstvedt om at SK sitt brev med vedtak om utslippstillatelse måtte oversendes med ny korrekt dato til Vardafjellet Vindkraft AS. Dette førte til at SK sitt Vedtaksbrev til Vardafjellet Vindkraft AS ble endret datert fra 11.06.2020 til 14.08.2020 (brevet er vedlagt). Men innholdet i brevet og vedlegget var det samme som tidligere (11.06.2020) var blitt sendt ut. Derfor var ikke OEDs avslag av samtlige klager på vedtak av 31.01.2020, datert 1. juli 2020, kommentert i vedtaksbrevet fra SK.

SK fikk forespørsel om klagefristen og aksepterte at den ble utsatt til 04.09.2020. Klagen fra VV er datert 03.09.2020, og er innen klagefristen.

### **Sandnes kommunes kommentarer til Klagen, punktvis:**

1.2 Sandnes kommune har rettslig grunnlag for vedtaket, med henvisning til den nye gjeldende forskriften FOR-2019-09-30-1289 Forskrift om myndighet til kommunene etter forurensningsloven, som gir kommunene myndighet for støy fra vindturbiner. Det står ikke noe i forskriften om at den kun gjelder for visse størrelser vindkraftverk eller vindturbiner. Det vises til Prop.91L (2016-2017).

I veileder M-128 til støyretningslinjen står blant annet følgende i pkt 7.8.7: *«Kommunen har myndighet til å regulere støy fra vindkraftverk gjennom både forurensningsloven og gjennom folkehelseloven med forskrift om miljørettet helsevern».*

Sandnes kommune har fulgt nasjonale støyretningslinjer i saksbehandlingen og i begrunnelsen for vedtaket. Se vedlegget til Vedtaksbrevet og nytt vedlegg til denne saken: *«Vedlegg til klagebehandling av utslippstillatelsen for støy for Vardafjell vindkraftverk».* Der begrunnes det hvorfor grenseverdien for støy må settes til Lden 42 dBA.

Kommunen har som forurensningsmyndighet anledning til å kreve utslippstillatelse dersom støyfølsom bebyggelse kan bli eksponert for vesentlig høyere støynivåer enn den anbefalte grenseverdien på Lden 45 dBA. Dette er klager innforstått med. I støyberegningen scenario A01 for worst-case går det tydelig fram at grenseverdien for støy vil bli overskredet for 27 boliger. Dette anser Sandnes kommune som en vesentlig overskridelse, i strid med støyretningslinjen, og har lagt det til grunn for å kreve utslippstillatelse.

Når VV foretar støymålinger ved kildene/turbinene etter at de alle er satt i drift, vil det kunne foretas nye vurderinger. Dersom virksomheten kan vise til andre tiltak som vil gi minst like god reduksjon av støyen som å kjøre i støyreduisert modus, er det anledning til å ta i bruk dette. Dette må være tiltak som er forutsigbare, kontinuerlige, og som lar seg kontrollere. SK vil i så fall kreve en dokumentasjon som viser at tiltakene sikrer at grenseverdien overholdes.

At de siste sentrale dokumenter ikke er hensyntatt i vedtaket fra Sandnes kommune skyldes som tidligere forklart at Vedtaket først ble fattet av SK i brev 11.juni 2020; en dato som senere på VVs anmodning ble endret til 14.08.2020. For øvrig kan vi ikke se at innholdet i dokumentene fra NVE og vedtaket fra OED ville ført til en annen konklusjon for Sandnes kommune i denne saken angående støyutslipp fra vindkraftverket.

2 Det vises til fast forvaltningspraksis. Dette kan ikke påberopes når sentrale myndigheter nylig har innført en ny forskrift for å gi kommunene myndighet fra 01.01.2020 for støy fra blant annet vindturbiner. Sandnes kommune er nå en av de første kommunene som behandler vindkraftstøy etter ny forskrift. Forvaltningspraksisen vi støtter oss til er den som gjelder for arealplanlegging etter plan- og bygningsloven, som støyretningslinjen primært er laget for.

Den nye forskriften ble innført for å gi kommunene økt makt og myndighet, og økt lokalt selvstyre. Den nye forskriften gjelder altså ikke kun for mindre vindkraftverk, som ikke har behov for konsesjon fra NVE, slik klager hevder. Klager viser videre til at NVE tidligere har uttalt at støy fra vindkraftverk normalt ikke krever behandling i medhold av forurensningsloven annet enn i tilfeller der støyfølsom bebyggelse blir eksponert for vesentlig høyere støynivåer enn den anbefalte grenseverdien på Lden45 dBA. Klager viser ellers til eldre utredninger av de juridiske rammer rundt konsesjonsprosessen for vindkraftutbygginger, og til OEDs veileder for kommunal behandling av mindre vindkraftanlegg (datert mai 2015). I disse henvisningene vises det til støyretningslinje T-1442/2012; en foreldet retningslinje. SK vil påpeke at den sentrale støyretningslinjen nå heter T-1442/2016, og er blitt revidert i 2016, 2018 og 2020.

3 Sandnes kommunes vurderinger og vedtak er gjort i medhold av gjeldende støyretningslinje T-1442/2016 og tilhørende veileder M-128. Kommunen hevder at den tolker støyretningslinjen og veilederen riktig. Vi viser til nærmere redegjørelse for dette i «Bakgrunn og begrunnelse for en skjerpet støygrense for Vardafjell vindkraftverk», vedlegg til kommunens vedtaksbrev av 14.08.2020. Og vi viser til nytt utfyllende vedlegg til denne behandlingen av klagesaken, «Vedlegg til klagebehandling av utslippstillatelsen for støy for Vardafjell vindkraftverk», samt vedlegg til klage av 08.10.2019. (vedlagt)

Klager siterer OEDs uttalelse i MTA-vedtak av 1. juli 2020: «*Departementet bemerker at både støymyndigheten og konsesjonsmyndigheten skal følge gjeldende retningslinjer og veiledning for støy.*» Dette sitatet bekrefter at OED anerkjenner at det er en egen støymyndighet i tillegg til konsesjonsmyndigheten som er NVE.

3.3 Usaklig forskjellsbehandling av VV hevdes. Kommunen prioriterer å ivareta lokalbefolkningen, friluftsområdene og miljøet som kan bli påvirket av støy fra vindkraftverket. I den tidligere saksbehandlingen av denne vindkraftsaken har



kommunen sendt inn mange høringsinnspill og to klager, der støy og helsekonsekvenser har vært sentrale tema, uten at dette er tatt til følge. VV har fortsatt med utbyggingsarbeidene etter at turbinleverandøren gikk konkurs i mai 2019, og de ikke ønsket å gå tilbake til forrige turbinetype med 24,15 MW installert effekt. Samtlige turbinpunkter ble etablert mens søknad om ny turbinetype ikke var sendt på høring enda. Ny turbinetype ble godkjent så sent som 31.01.2020. Nye turbiner ble bestilt og ført opp, selv om klagesak pågikk. Det var parallelt varslet, men ikke enda gitt, utslippstillatelse for støy. Denne fremgangsmetoden har VV gjort på egen risiko. De visste at avslag på deres egen klage ville medføre en reduksjon i produksjonen på 6,5 %, men bestilte likevel turbiner som forutsatte at de fikk medhold. Det fikk de ikke. Det er ikke SK sitt ansvar dersom VV oppnår et dårligere resultat enn andre vindkraftutbyggere.

4 og 5 Vi har tidligere forklart hvorfor ikke OEDs MTA-vedtak av 1. juli 2020 ble vist til i Vedtaksbrevet fra Sandnes kommune. Vi ser imidlertid at OEDs MTA-vedtak har satt vilkår om bruk av worst-case-beregninger for støy, og at dette medfører at turbinene må kjøre i støyreduert modus hele døgnet, med et tilhørende betydelig produksjonstap for VV. OED har også fastsatt strengere krav om etterfølgende målinger og oppfølging av støy, i tillegg til at grenseverdien ikke skal overskride Lden 45 dBA. Dette viser at statlige myndigheter skjerper inn kravene; noe også SK har gjort i sitt Vedtak. At turbinene må kjøres i støyreduert modus hele døgnet bekreftes av søker i hans klage, og andre avbøtende tiltak foreslås ikke. Krav om redusert modus er vedtatt av både OED og SK.

#### 6 Oppsummering:

Sandnes kommune har fattet et lovlig vedtak som er i henhold til gjeldende Forskrift om myndighet til kommunene etter forurensningsloven, forurensningsloven og i overensstemmelse med gjeldende støyretningslinje T-1442/2016 og tilhørende veileder M-128.

Sandnes kommune kan ikke se at OEDs vedtak og brev til SK 1. juli 2020 gir grunnlag for endring av Vedtaket om utslippstillatelse for støy.

#### **Naboklager på støy fra Vardafjell vindkraftverk, mottatt i september**

Etter at vindturbinene på Vardafjell vindkraftverk er blitt satt i drift har Sandnes kommune mottatt mange klager (10 er skriftlige) over støy fra vindturbinene fra folk i nærområdet. Hovedpunktene i klagene er her gjengitt i forkortet form:

Avbrutt nattesøvn opptil flere ganger pr. natt, kan ikke se for seg at denne støyen er på et nivå som de fremover skal leve med. Det høres ut som å ha en lastebil på tomgang i gårdstunet. De bor i en dal med bare fjell på alle sider, som reflekterer og forsterker lyden ganske godt. Nattestid når ellers alt annet faller til ro, høres vindturbinene som en durende jevn monoton lyd så kraftig at vi får avbrutt søvn opptil flere ganger pr. natt. Det er både mekaniske og aerodynamiske lyder. Nivået på støy i dag er uakseptabelt og kommer på sikt til å gi oss helsemessige problemer.

Så sjenerende støy at vinduet må lukkes for å få sove – oppmoder kommunen om å opprettholde nivået på utslippstillatelsen som er gitt. Støyen forsterkes når det blåser på fjellet men er stilt i dalen.

Bor i en avstand av 1300 meter, og er plaget av støy, en slags ulyd/uling, høres best ved ugunstig vindretning

Klager over lyd når vinden er på øst.

Sterkt plaget av støy fra vindturbinene, sliter med nattesøvn og har fått forringet livskvalitet.

Bor 1300 meter fra, lyden høres ut som et fly som ikke kommer, stor belastning.

Bor 1400 meter fra, klager over støy som høres ut som en djup dur med svisjelyd og soverom mot vindparken kan ikke brukes på det verste, kan ikke ha vindu eller ventil oppe når en vil ha ro.

Bor 1500 meter fra, veldig sjenerende støy på kveldstid/natt.

Klager over støy nattestid, forringet livskvalitet.

Ovenfor siterte klager viser at støy fra vindparken er blitt en ulempe for beboerne i området. Nå kjenner ikke Sandnes kommune hvilket driftsregime vindturbinene kjøres etter, og om Vardafjellet Vindkraft AS retter seg etter en grense på Lden 45 dBA, eller grensen på Lden 42 dBA som kommunen har satt. Dersom det skal tas hensyn til befolkningen i området, så er det tydelig at det bør være svært strenge grenseverdier for støy.

Sandnes kommunes vedtatte grense på Lden 42 dBA bør fastholdes.

### **Forslag til vedtak:**

Sandnes kommunes vedtak i brev datert 14.08.2020 til Vardafjellet Vindkraft AS opprettholdes. Klagen oversendes til Fylkesmannen i Rogaland for endelig avgjørelse.

Rådmannen i Sandnes, 01.10.2020

Leif Aarthun Ims  
kommunaldirektør

Kjersti Ohr  
virksomhetsleder

### **Vedlegg:**

Krav om innsending av opplysninger - Vardafjellet vindkraftverk

Dokument 20\_22333-1 Krav om innsending av opplysninger - Vardafjellet vindkraftverk sendt fra Sandnes kommune

Sandnes kommunes tillatelse etter forurensningsloven til støyutslipp fra Vardafjellet Vindkraft AS

Bakgrunn og begrunnelse for en skjerpet støygrense for Vardafjell vindkraftverk

Klage på vedtak - Ref. 20/22333-13

Vardafjellet vindkraftverk - klage på vedtak

Vedlegg 1 Støy skyggekast og folkehelse

9 Kommunens støyrapport for drift med og uten avbøtende tiltak

Vedlegg til klagebehandling utslippstill støy Vardafjell vindkraftverk

130919 Utbyggers støyrapport  
Vedlegg til klagebehandling utslippstill støy Vardafjell vindkraftverk

Dokumentet er ikke signert da Sandnes kommune benytter elektronisk godkjenning.

Sandnes kommune  
Postboks 583  
4302 Sandnes  
Sendt per epost til: [postmottak@sandnes.kommune.no](mailto:postmottak@sandnes.kommune.no) og  
[kjersti.ohr@sandnes.kommune.no](mailto:kjersti.ohr@sandnes.kommune.no)

Kopi til: [fmropost@fylkesmannen.no](mailto:fmropost@fylkesmannen.no)

Vår referanse: 14578500/3  
Ansvarlig advokat: Jens Naas-Bibow

Oslo, 3. september 2020

## BEGJÆRING OM OMGJØRING OG KLAGE PÅ VEDTAK FRA SANDNES KOMMUNE – VARDAFJELLET VINDKRAFT AS

### 1 INNLEDNING

#### 1.1 Bakgrunn

Vi viser til Sandnes kommunes vedtak 14. august 2020 med referanse 20/22333-13 ("**Vedtaket**") som ble oversendt Vardafjellet Vindkraft AS ("**VV**") samme dag. Vedtaket gjelder tillatelse etter forurensningsloven til støyutslipp fra Vardafjellet vindkraftverk.

Klagefristen er tre uker fra Vedtaket ble mottatt, det vil si 4. september 2020, slik bekreftet per epost 19. august 2020 fra virksomhetsleder vann, avløp og renovasjon i Sandnes kommune, Kjersti Ohr.

På vegne av VV oversendes herved klage på Vedtaket.

#### 1.2 Overordnet om begrunnelsen for klagen

Overordnet gjøres det gjeldende at Sandnes kommune ikke har rettslig grunnlag til å fatte særskilt vedtak etter forurensningsloven i denne saken. Dette innebærer at Vedtaket er ugyldig. For det tilfelle at kommunen har myndighet til å fatte vedtak etter forurensningsloven, har kommunen ikke fulgt nasjonale støyretningslinjer og dermed utsatt VV for usaklig forskjellsbehandling. Disse forholdene må hver for seg og samlet anses å ha innvirket på Vedtaket, og medfører også at Vedtaket er ugyldig. For det tilfellet at Vedtaket på tross av disse materielle feilene skulle anses gyldig, er uansett delvedtak 3 om permanent støyreduisert modus for alle turbiner uforholdsmessig inngripende, og delvedtaket må omgjøres.

Videre er sentrale dokumenter ikke hensyntatt av Sandnes kommune. Olje- og energidepartementets ("**OED**") vedtak 1. juli 2020 i klagesaken vedrørende Norges vassdrags- og energidirektorats ("**NVE**") behandling av søknad om endringer i detaljplan og

miljø-, transport- og anleggsplan (samlet "**MTA-planen**") er ikke vurdert. Tilsvarende gjelder for OEDs brev av samme dag til Sandnes kommune, som svarer på kommunens klage/omgjøringsbegjæring for konsesjonsvedtaket og senere vedtak vedrørende utbyggingen av Vardafjellet vindkraftverk. Dokumentene<sup>1</sup> svarer ut flere av kommunens poenger, og bør tas i betraktning av kommunen og/eller klageinstansen ved klagebehandlingen.

## **2 VEDTAKET ER UGYDLIG FORDI KOMMUNEN IKKE HAR RETTSLIG GRUNNLAG TIL Å FATTE VEDTAK OM SÆRSKILT FORURENSNINGSTILLATELSE**

Forskrift om myndighet til kommunene etter forurensningsloven, som trådte i kraft 1. januar 2020, innebærer at det nå er *kommunene*, og ikke *fylkesmennene*, som er forurensningsmyndighet for støy fra vindkraftverk. Forskriften innebærer ingen *materielle endringer i støyregelverket*, det vil si endringer i hvilken virksomhet som krever forurensningstillatelse eller på hvilket grunnlag forurensningsmyndigheten kan fatte vedtak. Utøvelse av myndigheten må derfor følge alminnelig forvaltningspraksis i slike saker for å unngå usaklig forskjellsbehandling, vilkårlighet og at det blir tatt utenforliggende hensyn.

Etter fast forvaltningspraksis kreves ikke egne forurensningstillatelser når støynivåer er behandlet under konsesjonsbehandlingen og støy fra vindkraftverket ikke vil overstige de fastsatte grenseverdiene på Lden 45 dBA. Sandnes kommune har imidlertid tolket forvaltningspraksisen annerledes. Kommunen skriver på side 2 i Vedtaket at:

*"NVE har uttalt at krav til støyutslipp fra vindkraftverk stilles både i konsesjonen (av NVE) og i egen utslippstillatelse for støy som gis av kommunen med hjemmel i forurensningslovgivningen."*<sup>2</sup>

På forespørsel om hvor utsagnet er å finne, svarte Sandnes kommune i epost 2. juli 2020 følgende:

*"Jeg har ikke klart å finne konkret henvisning til hvor NVE har uttalt setningen vi har referert til på s. 2 i utslippstillatelsen. Uansett beskriver dette bare systemet slik det er lovfestet og blir praktisert. Det er standard at NVE setter maks grense for støy. Videre er det støymyndighet som kan vurdere behov for innstramminger av maks støygrense ut fra lokale forhold og andre forhold, dersom det anses som nødvendig. Kommunene er delegert myndighet etter forurensningsloven til å gi tillatelse til blant annet støy fra vindmøller fra 01.01.2020."*<sup>3</sup>

Sandnes kommune legger her til grunn feil forvaltningspraksis i vindkraftsaker hvor NVE behandler støy og fastsetter støygrenser. Praksis er at særskilte forurensningstillatelser ikke er nødvendig, nettopp fordi temaet behandles grundig i konsesjonsprosessen. NVE beskriver dette selv på følgende måte:

*"Fylkesmannen [nå: kommunen] er høringsinstans ved behandling av alle vindkraftsaker, og har innsigelses- og klagerett i sakene. Fylkesmannen*

<sup>1</sup> Dokumentene er tilgjengelige på Sandnes kommunes nettsider tilknyttet saken som henholdsvis dokument 19/14625-47 og dokument 19/14625-46

<http://opengov.cloudapp.net/Cases/SANDNES/Case/Details/15101295?documentID=17193739>

<sup>2</sup> Vedtaket s 2.

<sup>3</sup> Epost fra Kjersti Ohr 2. juli 2020.

*[nå: kommunen] kan behandle søknader om utslippstillatelse etter forurensningsloven § 7, for de tilfeller at støyfølsom bebyggelse blir eksponert for vesentlig høyere støynivåer enn den anbefalte grenseverdien på Lden 45 dBA. Støy fra vindkraftverk krever normalt ikke behandling i medhold av forurensningsloven, ettersom dette behandles som en viktig del av NVEs konsesjonsbehandling."<sup>4</sup> (vår understreking)*

Det er altså kun når støynivåer for bebyggelse vesentlig overskrider Lden 45 dBA at kommunene skal behandle søknader om forurensningstillatelse. Det er ikke praksis at kommuner behandler forurensningstillatelser når støynivåene er forventet å ligge under det nevnte støykravet.

At dette er en riktig beskrivelse av forvaltningspraksis, bekreftes av professor Ole Kristian Fauchald i sin utredning av de juridiske rammene rundt konsesjonsprosessen for vindkraftutbygginger:

*"Vindkraftanlegg kan medføre krav om forurensningstillatelse etter forurensningsloven på grunn av støy (§§ 6, 7 og 11). Relevante regler om kartlegging, handlingsplaner og tiltaksgrenser for eksisterende støykilder finnes i forurensningsforskriften kapittel 5. Videre finnes det normer for støy fra vindturbiner i retningslinjene for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442/2012). Det kreves i praksis ikke forurensningstillatelse for vindkraftanlegg ettersom spørsmål om støy behandles i konsesjonen etter energiloven."<sup>5</sup> (vår understreking)*

Når det gjelder *mindre vindkraftanlegg*, som ikke behandles gjennom konsesjonsprosessen etter energiloven, kan det være nødvendig med en egen forurensningstillatelse for støy. OED skriver i sin veileder for kommunal behandling av *mindre vindkraftanlegg* følgende:

*"Støy er definert som forurensning i henhold til forurensningsloven, og det er et nasjonalt mål å redusere støyplagen. Tålegrensene for støy reguleres gjennom Retningslinje for behandling av støy i arealplanleggingen T-1442/2012.*

*Støyvirkninger vil være et sentralt tema i planleggingen av mindre vindkraftanlegg, da disse kan være lokalisert nærmere bebygde områder enn de større vindkraftanleggene. Det er flere faktorer som avgjør det faktiske støynivået, herunder avstand, vindretning, vær-situasjon og topografi. Vurderingen bør bestå av:*

- Støyberegninger: det skal i søknaden være gjennomført støyberegninger og utarbeidet støysonekart, jf. retningslinjene i T-1442.

<sup>4</sup> NVE rapport nr 72/2018, *Nasjonal ramme for vindkraft – Temarapport om nabovirkninger*, side 12 og 13, <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201903419/2731443> lastet ned 19. august 2020.

<sup>5</sup> Fauchald, Ole Kristian (2018), *Konsesjonsprosessen for vindkraftutbygginger – juridiske rammer*, Fridtjof Nansens Institutt, side 5, <https://www.fni.no/getfile.php/137519-1521037320/Filer/Publikasjoner/FNI%201-2018%20OKF.pdf> lastet ned 19. august 2020.

- Støy over grenseverdiene: *anlegg som medfører støy over grenseverdien på Lden 45 dB(A) for eksisterende eller planlagt bebyggelse bør normalt ikke tillates.*"

Dette innebærer at når kommunene selv behandler vindkraftsaker, det vil si når vindkraftverket er av en slik størrelse at anleggskonsesjon etter energiloven § 3-1 med tilhørende støyvilkår ikke kreves, skal kommunen kunne gi forurensningstillatelse. I så fall skal saken behandles etter gjeldende retningslinje for behandling av støy i arealplanleggingen, T-1442/2014, med tilhørende veileder M-128.

Det er følgelig på det rene at kommunen ikke har hjemmel til å fastsette særskilte forurensningstillatelse i denne saken og at Vedtaket alene av den grunn er ugyldig.

### **3 SANDNES KOMMUNE HAR IKKE FULGT MILJØDIREKTORATETS STØYRETNINGSLINJE OG UTSATT VV FOR USAKLIG FORSKJELLSBEHANDLING**

#### **3.1 Sandnes kommunes egen sikkerhetsmargin er ikke i tråd med støyretningslinjen og veilederen**

Subsidiært, dersom Sandnes kommune og/eller klageinstansen mener det er rettslig grunnlag for og nødvendig med en egen forurensningstillatelse, må tillatelsen basere seg på de kravene som følger av Miljødirektoratets støyretningslinje T-1442 med tilhørende veileder M-128 og som allerede er fastsatt i anleggskonsesjonen etter energiloven § 3-1.

Uavhengig av grunnlaget for å behandle en forurensningstillatelse skal forurensningsmyndigheten følge retningslinjen og veilederen. Dette uttaler også OED i sitt MTA-vedtak 1. juli 2020. OED kommenterer her Sandnes kommunes brev 17. februar 2020 til Nordisk Vindkraft AB om et eventuelt behov for egen forurensningstillatelse:

*"Departementet bemerker at både støymyndigheten og konsesjonsmyndigheten skal følge gjeldende retningslinjer og veiledning for støy."*<sup>6</sup>

Veilederen og retningslinjen er en metodisk tilnærming til håndtering av støy under planlegging av tiltak som medfører støy. Det vil i praksis være umulig å måle immisjonsstøy fra vindkraftverk, det vil si måling av faktisk støynivå ved mottakerpunktene. Fastsettelsen av en støygrense på Lden 45 dBA baseres dermed på anerkjente metodikker for å estimere støy hos mottakerpunktet basert på emisjon fra vindturbinene. Dette er ikke en garanti for at ingen boliger vil kunne oppleve sjenerende støy. Det er likevel ikke slik at forurensningsmyndigheten kan sette tillatt støynivå så lavt at ingen vil kunne oppleve sjenerende støy. I så fall ville kommunale myndigheter gjennom sin forurensningsmyndighet ha fått et absolutt veto mot utbygging av vindkraft, noe de ikke har.

Sandnes kommune har ikke basert seg på gjeldende støyretningslinje med veileder, men har satt et eget og betydelig lavere støykrav. Dette har kommunen gjort ved å legge til en sikkerhetsmargin på 3 dBA som det ikke er grunnlag for i gjeldende regelverk. Sandnes kommune har i prosessen virket overrasket over at det ligger en usikkerhet i estimeringene av støy hos mottakere. I alle statistiske estimeringer vil det imidlertid være en viss

<sup>6</sup> OEDs vedtak 1. juli 2020, ref 18/729, side 2.

usikkerhet. Kjeller Vindteknikk, som utførte estimeringene i Sandnes kommunes egen støyrapport, viser også til at en usikkerhet på +/- 3 dBA "høres ikke urimelig ut." <sup>7</sup>

Grenseverdiene i støyretningslinjen er satt vel vitende om denne usikkerheten. Aktørene som anvender retningslinjen og veilederen, skal imidlertid benytte seg av de grenseverdiene som fremgår der, ikke redusere grenseverdiene i henhold til en usikkerhetsmargin, slik Sandnes kommune har gjort. Sandnes kommunes vurdering er i strid med regelverket og praksis om støyutredninger, støyestimeringer og bruk av støyretningslinje med veileder.

At Sandnes kommune her tolker veilederen feil, bekreftes også av eksperter på støy fra vindturbiner. I denne forbindelse vil VV vise til seniorforsker ved Sintef, Truls Gjestland, som var innkalt som Motvind Norges ekspertvitne i saken om midlertidig forføyning ved Jæren tingrett for å stanse oppføringen av turbiner på Vardafjellet. Kjennelsen ble avsagt 5. juni 2020, ref 20-042262TVI-JARE, og er nå rettskraftig. Uttalelsene fra Gjestland og VVs eget ekspertvitne, Paul Appelquist fra Akustikkonsulten i Sverige AB, ble referert til av retten:

*"Retten viser også til forklaringen til seniorforsker ved Sintef, Truls Gjestland. Han anså akustikkfirmaet som en seriøs aktør. Han kjente imidlertid ikke selv til målingene i denne saken. Han fremholdt at alle støyberegninger er usikre, men at usikkerheten er bakt inn i støygrensen på Lden = 45 dBA. At usikkerheten er bakt inn i grenseverdien, støttes av forklaringen til Appelquist. Appelquist tilføyde at enkelte andre land operer med lempeligere grenseverdier enn Norge." (vår understreking)<sup>8</sup>*

Det samme fremgår av OEDs MTA-vedtak 1. juli 2020:

*"Departementet viser til at kildestøynivået skal bekreftes gjennom emisjonsmålinger, slik at usikkerheten reduseres. Sammen med sikkerhetsmarginen på 1 dB som er innbakt i beregningene, er dette etter NVEs vurdering en tilstrekkelig håndtering av usikkerhet. Departementet er enig i dette, og kan ikke se at det er grunnlag for å innskjerpe støykravet ytterligere. Departementet kan heller ikke se at en slik innskjerping vil være i tråd med gjeldende støyretningslinje og veileder eller at disse åpner for fratrekk av en generell sikkerhetsmargin på 3 dB."<sup>9</sup> (vår understreking)*

OED gjentar dette i sitt brev til Sandnes kommune og Advokatfirmaet Kluge 1. juli 2020:

*"Departementet forstår kommunen slik at kommunen hevder dette med bakgrunn i at i støyberegningen utført av Akustikkonsult er lagt til grunn en usikkerhet på +3dB, og dersom man legger dette til, er det langt flere enn 14 som er beregnet over grenseverdien. Departementet er uenig i at støyberegningen kan tolkes på denne måten, og viser til at NVE har lagt til grunn at samme støyberegning opererer med en usikkerhetsmargin på 1dB. Det vises for øvrig til NVEs vedtak av 31. januar 2020 samt departementets vedtak av i dag."<sup>10</sup> (vår understreking)*

<sup>7</sup> Tilleggsforklaring til Kjeller Vindteknikk rapport KVT/MEH/2019/R132.

<sup>8</sup> Kjennelsen kan lastes ned her: [https://enerwe.no/files/2020/06/05/Kjennelse\\_om\\_midlertidig\\_forf\\_yning.pdf](https://enerwe.no/files/2020/06/05/Kjennelse_om_midlertidig_forf_yning.pdf)

<sup>9</sup> OEDs vedtak 1. juli 2020, ref 18/729, side 11.

<sup>10</sup> Brev fra OED til Sandnes kommune og Advokatfirmaet Kluge 1. juli 2020 side 6.



OED uttaler altså eksplisitt at å legge inn en ytterligere sikkerhetsmargin på 3 dBA, slik Sandnes kommune har gjort i Vedtaket, ikke er i tråd med støyretningslinjen og veilederen.

Dersom Sandnes kommune har rettslig grunnlag til å gi en forurensningstillatelse for støy, må denne tilsvare kravet i støyretningslinjen med veileder, slik kravet i også er fastsatt av NVE og OED. Dette er ikke tilfellet for Vedtaket, som også av den grunn må anses ugyldig ettersom disse forholdene har virket inn på avgjørelsens innhold.

### 3.2 Sandnes kommune kan ikke kreve bruk av spesifikke parametere i støyestimeringene

Akustikkonsulten i Sverige AB har flere ganger bekreftet at de benytter seg av konservative parametere i sine estimeringer. Dette anbefales også i veilederen. Veilederen gir imidlertid ikke forurensningsmyndigheten noen kompetanse til å pålegge bruk av spesifikke parametere. Det er bred enighet om at støyestimeringer og støymålinger er faglig svært komplisert, og systemet legger ikke opp til at eksterne skal overprøve enkeltparametere slik Sandnes kommune ser ut til å ønske.

Spesielt når det gjelder temperatur, har Sandnes ønsket å legge til grunn en lavere temperatur i beregningene. I den forbindelse viser VV til Akustikkonsulten i Sverige ABs egne uttalelser om parametere:

*"As the weather conditions varies during a normal year, weather parameters according to standard noise calculation methods are used, which are also identical to the values given in the ISA-Standard (International Standard Atmosphere) for air pressure and temperature. The applied relative humidity 70 % and temperature 15 °C is also recommended in the new Finish guidelines for calculation of wind turbine noise with Nord2000 as well as in the Danish regulations on industrial noise. In the Nordic calculation method for external industrial noise report General Prediction Method, DAL-32, the relative humidity 70 % and temperature 15 °C is used for planning purposes. DAL-32 is an approved method for calculation of wind turbine noise according to chapter 9.8.1 in the Norwegian guidelines on wind turbine noise M-128/2014, Veileder til retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442/2016) (revised August 2018).*

*It shall be noted that the calculations are performed for a positive temperature gradient which is comparable to moderate inversion. The used value +0,05 °C/m is also the highest approved value according to the measurement method for noise immission from wind turbines Elforsk 98:24 as recommended for measurements in M-128/2014. The noise level at a positive temperature gradient is usually higher compared to a negative temperature gradient."<sup>11</sup>*

VV mener kompleksiteten i slike støymålinger innebærer at eksterne – det være seg forurensningsmyndighetene eller utbyggerne – ikke kan rekvirere særskilte parametere for å komme frem til et ønsket resultat. I dette tilfellet innebærer det at Sandnes kommune ikke kan kreve at en ved estimeringer benytter en 10°C-parameter. Tilsvarende kan ikke VV kreve at en benytter en 20°C-parameter. Fagmyndighetene må stå for valg av parametere,

<sup>11</sup> Akustikkonsulten i Sverige AB, Støyrapport s 1476.

og en må til syvende og sist stole på at parameterne som velges, er konservative og riktige. VV viser i den forbindelse til at Akustikkonsulten i Sverige ABs er en seriøs aktør med høy faglig anseelse, slik det blant annet er referert til i sitatet over fra kjennelsen fra Jæren tingrett.

### 3.3 Vedtaket er ugyldig som følge av usaklig forskjellsbehandling

Konsekvensen av at kommunen ikke følger støyretningslinjen med veileder og krever bruk av spesifikke parametere i støyestimeringene, er at VV utsettes for en usaklig forskjellsbehandling. Hele formålet med retningslinjer og veiledere er å samkjøre praktiseringen av regelverket mellom ulike forvaltningsnivåer og mellom kommuner. Likhetsprinsippet legger et rettslig bånd på forvaltningens skjønnsutøvelse. Når Sandnes kommune ikke følger retningslinjene overfor VV, medfører det at VV oppnår et dårligere resultat enn andre vindkraftutbyggere hvor retningslinjene har blitt fulgt. Dette utgjør en uholdbar usaklig forskjellsbehandling som klart har innvirket på Vedtakets innhold. Konsekvensen av dette er at Vedtaket også på dette grunnlaget må anses å være ugyldig.

## 4 OEDS VURDERINGER ER IKKE HENSYNTATT

OEDs vurderinger av anvendelsen av støyretningslinjen og veilederen er ikke hensyntatt av Sandnes kommune. Dette skjer til tross for at OED i sitt MTA-vedtak og brev til Sandnes kommune, begge 1. juli 2020, svarer ut kommunens anførsler vedrørende praktiseringen av støyregelverket. Sandnes kommune viser til at MTA-vedtaket ligger til klagebehandling hos OED, et feilaktig premiss siden Sandnes kommunes vedtak ble oversendt 14. august 2020.

Sentrale hensyn og premisser som behandles av OED, er dermed utelatt i Vedtaket. Sandnes kommune hensyntar ikke innstrammingene som ble foretatt av NVE i MTA-vedtaket 31. januar 2020 og stadfestet av OED i MTA-vedtaket 1. juli 2020. Her ble det satt vilkår om bruk av worst-case-beregninger som utgangspunkt for estimeringer av støy. Dette medfører at turbinene må kjøre i støyreduert modus hele døgnet, med et tilhørende betydelig produksjonstap for VV. VV har tidligere hatt tillatelse til å benytte real-case som beregningsgrunnlag, siden dette var tillatt etter den gamle støyretningslinjen med veileder. Dette er nå betydelig innskjerpet. I tillegg har vilkåret om at støy ikke skal overskride Lden 45 dBA blitt endret fra "bør" til "skal" i samme vedtak. Det er også fastsatt strengere krav om etterfølgende målinger og oppfølging av støy.

Når en ser disse innstrammingene i sammenheng, er det ikke slik at *"Antall boliger som kan få støy over støygrensen er blitt tredoblet fra 7 til 22."*<sup>12</sup> Det er heller ikke slik at *"antall boliger og personer dette gjelder [har] mer enn tredoblet seg uten at dette er vurdert eller tatt hensyn til av utbygger, NVE eller OED."*<sup>13</sup> Gjennom konsesjonsvilkårene er det fastsatt at ingen boliger skal oppleve støy over støygrensen. Forskjellen på det første MTA-vedtaket og NVEs vedtak 31. januar 2020 som er stadfestet ved OEDs MTA-vedtak 1. juli 2020, er at flere boliger opplever *mindre støy*. Dette er fordi NVE og OED har avgjort at en skal legge worst-case til grunn ved utarbeidelsen av driftsregimet for vindturbinene. Som OED selv skriver:

*"Departementet konstaterer at krav til redusert drift for å overholde retningslinjens grenseverdi blir vesentlig større når man tar utgangspunkt*

<sup>12</sup> Vedtaket side 3

<sup>13</sup> Bakgrunnsdokumentet til Vedtaket side 2.

*i en 'verste-tilfelle' beregning sammenlignet med en "faktisk-tilfelle" beregning.*"<sup>14</sup>

Sandnes kommune og/eller klageinstansen må ta i betraktning OEDs MTA-vedtak og brevet til Sandnes kommune 1. juli 2020 når de vurderer om Vedtaket skal omgjøres. Det må her legges vekt på at det er fastsatt betydelig strengere vilkår vedrørende støy enn tidligere i prosessen.

## **5 SANDNES KOMMUNE KAN UANSETT IKKE PÅLEGGE VV Å KJØRE ALLE TURBINENE I STØYREDUSERT MODUS**

Uavhengig av om Sandnes kommune kan kreve egen forurensningstillatelse eller ikke, og for så vidt uavhengig av hvilken grenseverdi som der legges til grunn, kan ikke Sandnes kommune pålegge VV å kjøre *alle* turbinene i støyreduert modus, slik de gjør i delvedtak 3. Det ligger ikke innenfor kommunens myndighet å pålegge det ene eller det andre driftsregimet, så lenge grenseverdiene for støy overholdes. Atter subsidiært gjøres det derfor gjeldende at delvedtaket utgjør et uforholdsmessig inngrep, og mindre inngripende tiltak vil kunne gjøre at grenseverdiene for støy overholdes. Denne delen av Vedtaket må i alle tilfeller omgjøres.

## **6 OPPSUMMERING**

Sandnes kommune har fattet et vedtak uten rettslig grunnlag i strid med fast forvaltningspraksis, det er ikke tatt hensyn til OEDs MTA-vedtak og brev til Sandnes kommune 1. juli 2020, og støyretningslinjen er ikke fulgt. Disse feilene er, enkeltvis og samlet, egnet til å anse Vedtaket for å være ugyldig. Videre kan ikke kommunen under noen omstendighet pålegge VV et spesifikt driftsregime så lenge VV sørger for å oppfylle vilkåret i konsesjonen/tillatelsen.

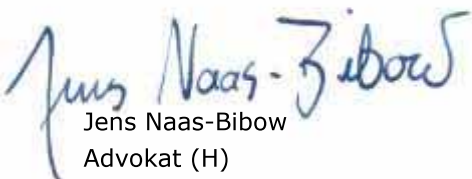
Ved å sette støykravet betydelig lavere enn det som fremgår av støyretningslinjen og veilederen til retningslinjen samt konsesjonsvilkår, har Sandnes kommune i praksis vedtatt et forbud mot idriftsettelse av vindkraftverket. Vedtaket er av den grunn også uforholdsmessig og ugyldig.

Grunnet Vedtakets mange feil, som hver for seg og i sum har innvirket på Vedtakets innhold, må det erklæres ugyldig og oppheves. Det er verken behov eller rettslig grunnlag for å fatte et nytt vedtak til erstatning for det ugyldige Vedtaket.

\* \* \*

Dersom det skulle være spørsmål knyttet til denne klagen, ber vi om å bli kontaktet.

Med vennlig hilsen  
Advokatfirmaet Thommessen AS

  
Jens Naas-Bibow  
Advokat (H)

<sup>14</sup> OEDs vedtak 1. juli 2020, ref 18/729, side 12.



Vardafjellet Vindkraft AS  
Wergelandsveien 23B

0167 OSLO

Sandnes, 14.08.2020

Deres ref:  
Saksbehandler: Hanne Grete Skien

Vår ref: 20/22333-13  
Arkivkode: ---

## Sandnes kommunes tillatelse etter forurensningsloven til støyutslipp fra Vardafjellet Vindkraft AS

Det vises til Sandnes kommunes brev datert 11.06.2020 som vi har fått oppgitt ble sendt til feil mottaker. Dette brevet erstatter det forrige, og vi har her rettet brevetts dato og mottakere.

Vi viser til at Sandnes kommune har gitt utsatt klagefrist til 21. august 2020 på dette brevetts vedtak.

Det vises til vårt brev av 17.02.2020 der Nordisk Vindkraft AB ble pålagt å sende inn til Sandnes kommune en redegjørelse for støyutslipp fra Vardafjell vindkraftverk som er i ferd med å bli bygget. Redegjørelse med dokumentasjon skulle utformes som en søknad om tillatelse til utslipp av støy fra vindturbinene.

Pålegget er ikke påklaget.

### Søknaden

25.05.2020 mottok vi følgende svar på det som ble bedt om i Sandnes kommunes brev av 17.02.20:

Vindkraftverket fikk konsesjon fra NVE 5.april 2017 og siste godkjente MTA fra Olje og Energidepartementet (OED) 28. januar 2019. Dette var i forbindelse med endring av turbinetype fra Vestas V126 til Senvion M118. I etterkant av dette godkjennelsesvedtaket gikk imidlertid Senvion konkurs, og turbinetype måtte endres til Vestas V117. Detaljer knyttet til denne turbinen ble vedlagt søknaden til NVE 14. oktober 2019, sendt på høring til kommunen og naboer 17. oktober 2019 og godkjent av NVE 31. januar 2020. Vedtaket i NVE ble påklaget til Olje- og energidepartementet blant annet av Sandnes kommune, og oversendt til departementet 24. mars 2020.

Informasjon som kommunen ber er beskrevet i vedleggene til søknaden av 14. oktober 2019. Støyanalyser er utført av AkustikKonsulent AB, som beskriver forventet støy ved støysensitive punkter (bolighus) rundt vindparken ved forskjellige scenarier:

A01: Støyanalyser basert på worst case vindforhold, uten produksjonsbegrensninger

A02: Støyanalyser basert på lokal vind, uten produksjonsbegrensninger

A03: Støyanalyser basert på worst case, med produksjonsbegrensninger (5 av 7 turbiner i støysensitiv modus hele døgnet)

A04: Støyanalyser basert på lokal vind, med produksjonsbegrensninger (5 av 7 turbiner i støysensitiv modus på natten (kl 23-07.00))

Analysene viser at ingen bolighus vil bli gjenstand for støy over retningslinjenes grenser på 45 dBA

---

(Lden) for verken scenarie A02, A03, eller A04.

Vardafjell Vindkraft AS avventer det endelige vedtaket fra Olje- og energidepartementet. Skulle departementet legge andre produksjonskriterier til grunn enn noen av scenarioene som er beskrevet i søknaden, vil Vardafjellet Vindkraft utarbeide en ny støyanalyse for å bekrefte at vindkraftverket ikke vil påføre naboer og befolkning støy over krav i retningslinjer. Analysen vil i så fall oversendes til kommunen så snart som mulig etter vedtaket.

### **Støymyndighet for vindkraftverk**

Fra 01.01.2020 ble FOR-2019-09-30-1289 «Forskrift om myndighet til kommunene etter forurensningsloven» gjort gjeldende. I den nye sentrale forskriften står:

#### *§1. Kommunens myndighet*

*Kommunen kan gi tillatelse etter forurensningslovens §11 til virksomheter som kan medføre forurensning på følgende områder:*

- a) Støy og støv fra motorsportbaner*
- b) Støy fra sivile skytebaner*
- c) Støy fra vindmøller*

*Kommunen har tilsynsmyndighet etter forurensningslovens §48 overfor virksomheter nevnt i første ledd.*

*For øvrig har kommunen myndighet etter forurensningslovens §7 fjerde ledd,, §18, §49, §50 og §51, §58 annet ledd, §73, §74 første til tredje ledd, §75 første ledd og §76.*

NVE har uttalt at krav til støyutslipp fra vindkraftverk stilles både i konsesjonen (av NVE) og i egen utslippstillatelse for støy som gis av kommunen med hjemmel i forurensningslovgivningen.

### **Støy fra vindturbiner generelt og fra Vardafjell vindkraftverk**

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

I støyberegningene og grenseverdiene for støy i henhold til støyretningslinjen er worst-case-beregninger lagt til grunn. Det betyr at det blåser fra alle kanter samtidig. Kildestøy fra vindturbinene oppgis ved vind på 8 meter/sekund i 10 meters høyde eller maksimalt garantert støynivå.

Forholdene på den aktuelle lokaliteten for Vardafjellet vindkraftverk er utfordrende med mye bart fjell, svært varierende høyder på terrenget, gjennomsnittlig lave lufttemperaturer året rundt og stadig skiftende vindretninger. Det er stor høydeforskjell på terrenget for vindparken og ned til ganske nærliggende bolighus, mange av dem blir derfor liggende i «vindskygge». Dette kan medføre uforutsigbare støyhendelser og kan gjøre det vanskelig å utføre nøyaktige støyberegninger.

I veileder M-128 for støyretningslinjene T-1442/2016 står: *Worst-case beregninger skal legges til grunn i både konsesjonsbehandlingen og detaljplanleggingen. Vi gjør oppmerksom på at tidligere godkjenninger er gjort etter real-case-beregninger.*

I 2019 ble det endret turbintype for Vardafjell vindkraftverk fordi den opprinnelig omsøkte type var utgått. Ny turbintype som nå skal monteres har ca. 1 dB høyere kildestøy enn den opprinnelig omsøkte turbintypen. NVE har påpekt at støynivået uansett må begrenses til å være under et worst case-nivå på Lden45dBA.

I NVEs brev av 07.04.2020 til OED som kommentarer til klagen fra Motvind, og til klagesaken som ligger til behandling hos OED, står blant annet følgende:

NVE har i vedtak av 30.01.2020 satt følgende vilkår:

*«Vindkraftverket skal bygges og drives på en måte som gjør at støynivået ved bygninger med støyfølsom bruk ikke skal overstige et worst case-nivå på Lden45dBA, jf. M-128 veiledning. Det er*

*opp til konsesjonær å lage et driftsregime som gjør at konsesjonsvilkåret oppfylles, og NVE skal orienteres om dette driftsregimet før idriftsettelse. Konsesjonsvilkåret skal følges opp med emisjonsmålinger i tråd med veiledning i M-128. Dette måleprogrammet skal gjennomføres innen to år etter at alle turbiner er satt i drift.»*

NVEs vedtak av 30.01.2020 inneholdt en innstramming fra Lden45dBA basert på real case støyberegning til Lden45dBA basert på worst case. Etter NVEs vurdering medførte dette at det ikke er nødvendig å vurdere bygg i vindskygge nærmere, slik OED derimot spesifikt har krevd gjennom konsesjonsvilkår 17 der det bl.a. står:

*Usikkerheten knyttet til støyberegningene skal behandles særskilt, herunder konsekvensene av vindskygge.*

Det er ikke innført endringer ift. hensynet til vindskygge i støyretningslinjen etter at konsesjonsvilkåret ble fastsatt, og vilkåret gjelder derfor uavhengig av tidligere endringer på dette punktet i støyretningslinjen.

Da det ble gitt konsesjon og laget konsekvensutredning for Vardafjell vindkraftverk var det søkt om 130 meter høye turbiner med totalt 20,7 MW. Nå skal det bygges 150 meter høye turbiner på totalt 30 MW. Antall boliger som kan få støy over støygrensen er blitt tredoblet fra 7 til 22 siden kommunen for flere år siden sa ja på vilkår til å gi konsesjon til utbyggingen. Antall innbyggere som blir plaget av støy fra vindkraftverket vil øke når en legger til grunn sumvirkningene fra andre miljøbelastninger enn støy alene. Endringene har vært til fordel for utbygger og gradvis redusert innbyggerne/naboenes fremtidige miljøkvalitet.

De eneste gjenværende avbøtende tiltakene nå er redusert drift eller stans av turbiner. Redusert drift må derfor innføres for samtlige turbiner for å overholde støygrensen på Lden45dB worst-case.

Vi viser til vedlagte «Bakgrunn og begrunnelse for en skjerpet støygrense for Vardafjell vindkraftverk» for flere detaljer.

### **Hvem blir støyutsatt**

I nærområdet til Vardafjell vindkraftverk er det gårdsbruk og boliger i Landbruks, Natur og Friluftsområde (LNF-område i Kommuneplanen). Ved de første støyberegningene da Vardafjellet vindkraftverk ble planlagt ble det oppgitt at ca 7 boliger ville bli utsatt for støy over støygrensene. Siden ble det beregnet at 14 boliger ville få støy over støygrensen, mens nå er antallet kommet opp i 22 boliger som vil få støy over grenseverdiene. På grunn av usikkerhet i støyberegningene kan antallet bli høyere. Dersom støy fra de nye vindturbinene viser seg å være 1 dB høyere enn beregnet og antatt, pga feil i parametre, feil høydedata, den generelle usikkerhet i støyberegningene, terrengforhold/topografi e.l., vil ytterligere 10 boliger få støy over støygrensen på Lden 45 dBA (worst-case), og antall støyutsatte innbyggere vil da øke fra rundt 60 til rundt 80 personer.

LNF områdene ved vindkraftverket har vært et viktig og tilrettelagt turområde med parkering og merka stier, og det er et viktig område for vilt og for fugler. Disse «brukerinteressene» i området vil også bli utsatt for støy fra vindturbinene; noe som kan gjøre områdene mindre attraktive. Også dette ytre miljøet kan bli skadelidende av for mye støy.

### **Støyberegningenes usikkerhet**

Det vises til vedlegg til dette brevet «Bakgrunn og begrunnelse for en skjerpet støygrense for Vardafjell vindkraftverk» hvor det vises til forskjellen mellom de ulike støyberegningene som er utført. Der forklares også nærmere den usikkerheten som Sandnes kommune hevder at ligger i disse støyberegningene.

I tillegg vil vi bemerke at NVE har valgt å ikke utrede nærmere forholdene med vindskygge. En del av de støyutsatte boligene ligger i vindskygge, dvs. at de ligger i ly for sterk vind slik at de ved herskende vindretning (f.eks. fra sør-øst) ikke hører det naturlige vindsuset. I slike tilfeller vil de allikevel høre støy fra vindturbiner, men dette er ikke tatt inn i støyberegningen fordi de der regner

med at naturlig vindstøy ved sterkere vind enn 8 m/s vil overdøve vindturbinenes støy. Herskende vindretninger er sør-øst og nord-vest.

### **Norske støyretningslinjer med veileder, og krav til innendørs støy i boliger**

Sandnes kommune viser til Støyretningslinje T-1442/2016 og tilhørende veileder M-128. Ifølge disse skal støy fra vindkraftverk ikke overstige Lden45dBA ved boliger, basert på worst-case beregninger. Det vises for øvrig til vedlegget til dette brevet.

Sandnes kommune har vært i kontakt med Miljødirektoratet og Miljødepartentet angående innendørs støy, og er kommet fram til følgende: Utbygger må følge opp lydklasse C iht. NS8175 for boliger, dvs. maks støy innendørs i angitt rom i standarden på 30 dB. For eldre boliger der det blir uforholdsmessig dyrt eller i praksis vanskelig å oppnå 30 dB kan en akseptere lydklasse D i samme standarden, dvs. maks 35 dB.

### **Sandnes kommunes forurensningsmyndighets vurdering av støy fra Vardafjell vindkraftverk**

Sandnes kommune viser til de mange uttalelser som kommunen tidligere har gitt i forbindelse med søknaden om Vardafjell vindkraftverk. Det vises også til politiske vedtak som er fattet, til klager som er sendt fra Sandnes kommune og til klagesaken som nå ligger hos OED for endelig behandling.

Det er ikke utarbeidet noen spesielle sentrale retningslinjer eller veiledning i forbindelse med den nye forskriften og myndighetsoverføringen til kommunene angående støy fra vindturbiner. Vi henviser derfor til de gjeldende sentrale støyretningslinjene.

Sandnes kommune er opptatt av at støy fra vindkraftverket ikke skal overstige grenseverdiene i retningslinjene, og at det skal innføres tiltak som i størst mulig grad skal redusere støyen ved boligene i området.

Kommunen fikk utført en egen uavhengig støyberegning for de nye turbinene og mener å ha nok grunnlag for å behandle en utslippstillatelse for støy for vindkraftanlegget. Det er variasjon i støydataene mellom de tre ulike støyrapportene. Dette viser at det er en reell usikkerhet i dataene som foreligger, og at de ikke kan anses som absolutte svar på støyutbredelsen og den støy boligbebyggelsen vil bli utsatt for. Kommunen legger hovedvekt på sin egen støyrapport i sin saksbehandling. Denne avviker ikke i vesentlig grad fra støyrapporten som lå ved høringen av ny turbinetype og er basert på samme høydekoter.

Det er en usikkerhet i støymålingene på opptil +3dB. For å sikre at støyforurensning aldri overstiger det maksimalt tillatte Lden45dBA inklusive usikkerhet, settes grenseverdien for støy fra vindturbinene ved boliger til Lden42dBA basert på worst-case støyberegninger.

Videre gjelder det en innendørs støygrense på 30 dB for nyere boliger, og det settes en støygrense på inntil 35 dB innendørs for eldre boliger iht. klasse C og D i NS8175.

Det vises ellers til dette brevets vedlegg for mer detaljert forklaring på Sandnes kommunes vurderinger av støy forårsaket av Vardafjell vindkraftverk.

### **Vedtak:**

Vardafjellet Vindkraft AS gis tillatelse etter forurensningsloven § 11 til utslipp av støy fra vindturbiner på Vardafjell vindkraftverk på følgende vilkår:

1. Grenseverdien for støy fra vindturbinene skal ved boliger ikke overskride Lden42dBA basert på worst-case støyberegninger.
2. Grenseverdien for innendørs støy er i utgangspunktet 30 dB, men skal ikke overstige 35 dB for eldre boliger i henhold til klasse D i NS 8175.
3. Alle vindturbinene skal kjøres i støyreduisert modus inklusiv tagger/serrated blades hele døgnet året rundt for størst mulig støyreduksjon.
4. Det skal foretas støymålinger ved kilden for hver turbin senest seks måneder etter at disse

- enkeltvis er satt i drift for å kontrollere at støy ved kilden er slik leverandøren har oppgitt.
5. Dokumentasjon på støyreduserende tiltak, resultatet av disse og gjennomførte målinger, skal sendes kommunen senest seks måneder etter at anlegget er satt i drift.
  6. Kommunen skal motta informasjon om antall omdreininger pr minutt for driftsmodusen til den enkelte turbin før turbiner settes i drift.

Kommunen kan stille ytterligere krav dersom støygrensene ikke overholdes etter at vindkraftverket er satt i drift.

**Hjemmel:**

LOV-1981-03-13-6 Lov om vern mot forurensninger og om avfall  
(Forurensningsloven) FOR-2019-09-30-1289 Forskrift om myndighet til kommunene etter forurensningsloven

**Klage:**

Dette vedtaket kan påklages. Klageinstans er Fylkesmannen i Rogaland. En eventuell klage skal være skriftlig og begrunnet og sendes til Sandnes kommune innen 3 uker etter at dette brevet er mottatt.

Kjersti Ohr  
VAR-sjef

Hanne Grete Skien  
fagansvarlig teknisk  
miljø

Dette dokumentet er elektronisk produsert og krever ikke signatur.

**Vedlegg:**

Bakgrunn og begrunnelse for en skjerpet støygrense for Vardafjell vindkraftverk

**Kopi:**

Nordisk Vindkraft Norge AS;RES Ltd /v Kalle Hesstvedt



**Fra:** Kalle Hesstvedt <kalle.hesstvedt@res-group.com>  
**Sendt:** 25. mai 2020 12:51  
**Til:** Ohr, Kjersti  
**Emne:** Dokument 20/22333-1 Krav om innsending av opplysninger - Vardafjellet vindkraftverk sendt fra Sandnes kommune

### **Informasjon i henhold til forespørsel**

Hei -

Det vises til mail 4. april, samtale med Kjersti Ohr samme dag samt brev fra kommunen, nevnt over, datert 17. februar 2020, ref. 20-22333-1.

Som formidlet til Ohr 4. april ble dessverre brevet verken mottatt i fysisk eller elektronisk format. På tidspunktet for nevnte samtale var Vardafjellet Vindkraft AS i juridisk prosess i forbindelse med søksmål fra Motvind Norge, hvor brevet var inkludert i saksdokumentene. Det ble også påpekt at brevet omtalte temaer som nå er gjenstand for behandling i Olje- og energidepartementet, i forbindelse med NVEs vedtak 31. januar 2020 på søknad om endret MTA, knyttet til skifte av turbin fra Senvion M118 til Vestas V117, samt Sandnes kommunes brev av 8. oktober 2019, NVEs kommentarer av 25. november 2019, og OEDs svar av 29. januar i år.

Nedenfor følger svar på informasjon som forespurt i brevet.

Vindkraftverket fikk konsesjon fra NVE 5. april 2017 og siste godkjente MTA fra OED 28. januar 2019. Dette var i forbindelse med endring av turbintype fra Vestas V126 til Senvion M118. I etterkant av dette godkjennelsesvedtaket gikk imidlertid Senvion konkurs, og turbintype måtte endres til Vestas V117. Detaljer knyttet til denne turbinen ble vedlagt søknaden til NVE 14. oktober 2019, sendt på høring til kommune og naboer 17. oktober 2019 og godkjent av NVE 31. januar 2020. Vedtaket i NVE ble påklaget til Olje- og energidepartementet blant annet av Sandnes kommune, og oversendt til departementet 24. mars 2020.

Informasjonen som kommunen etterspør er beskrevet i vedleggene til søknaden av 14. oktober 2019. Dette dreier seg om støyanalyser utført av AkustikKonsulten AB, som beskriver forventet støy ved støysensitive punkter (bolighus) rundt vindparken ved forskjellige scenarier. Scenariene var som følger:

- A01: Støyanalyser basert på worst case vindforhold, uten produksjonsbegrensninger.
- A02: Støyanalyser basert på lokal vind, uten produksjonsbegrensninger.
- A03: Støyanalyser basert på worst case, med produksjonsbegrensninger (5 av 7 turbiner i støysensitiv modus, hele døgnet)
- A04: Støyanalyser basert på lokal vind, med produksjonsbegrensninger (5 av 7 turbiner i støysensitiv modus på natten 2300 – 0700).

(Merk at det ble utført en revidert analyse 9. desember 2019 med en mer detaljert terrengmodell, som var i god overensstemmelse med tidligere analyser samt kommunens egen støyrapport, utført av Kjeller Vindteknikk).

Analysene viser at ingen bolighus vil bli gjenstand for støy over retningslinjenes grenser på 45 dBA (Lden) for verken A02, A03 eller A04.

Vardafjellet Vindkraft AS avventer nå det endelige vedtaket fra Olje- og energidepartementet, som vi forventer vil komme i løpet av de nærmeste ukene. Avhengig av hvilket produksjonsscenario departementet vil legge til grunn, vil støynivået fra vindkraftverket på de omkringliggende boligene være som beskrevet i de nevnte fire støyanalysene. Skulle departementet legge andre produksjonskriterier til grunn enn noen av scenarioene som er beskrevet i søknaden, vil Vardafjellet Vindkraft utarbeide en ny støyanalyse for å bekrefte at vindkraftverket ikke vil påføre naboer og befolkning støy over krav i retningslinjer. Analysen vil i så fall oversendes til kommunen så snart som mulig etter vedtaket.

Med vennlig hilsen -

**Kalle Hesstvedt**  
Development Project Manager

D +46 31 33 95 969 | M +47 901 748 71  
[kalle.hesstvedt@res-group.com](mailto:kalle.hesstvedt@res-group.com)



*Committed to a future where everyone has access to affordable zero carbon energy*

NV Nordisk Vindkraft AB registrerat i Västra Götalands län, Sverige med organisationsnummer 556616-0684  
Registrerad adress: Lilla Bommen 1, 411 04 Göteborg, Sverige

---

**From:** [kjersti.ohr@sandnes.kommune.no](mailto:kjersti.ohr@sandnes.kommune.no) <[kjersti.ohr@sandnes.kommune.no](mailto:kjersti.ohr@sandnes.kommune.no)>  
**Sent:** fredag 3. april 2020 15:03  
**To:** Kalle Hesstvedt <[kalle.hesstvedt@res-group.com](mailto:kalle.hesstvedt@res-group.com)>  
**Subject:** VS: Dokument 20/22333-1 Krav om innsending av opplysninger - Vardafjellet vindkraftverk sendt fra Sandnes kommune

Som avtalt sender jeg e-posten på nytt.

Mvh Kjersti Ohr

**Fra:** [360com@sandnes.kommune.no](mailto:360com@sandnes.kommune.no) <[360com@sandnes.kommune.no](mailto:360com@sandnes.kommune.no)>  
**Sendt:** 17. februar 2020 12:11  
**Til:** [kalle.hesstvedt@res-group.com](mailto:kalle.hesstvedt@res-group.com)  
**Emne:** Dokument 20/22333-1 Krav om innsending av opplysninger - Vardafjellet vindkraftverk sendt fra Sandnes kommune

Kalle Hesstvedt  
Dokumentet 20/22333-1 Krav om innsending av opplysninger - Vardafjellet vindkraftverk for saken Vindkraftverk - støymyndighet er utsendt av Sandnes kommune. Se vedlegget for innholdet i utsendelsen.

Dette er en systemgenerert e-post, og skal ikke besvares.

**NOTICE TO RECIPIENT:** This e-mail is meant for only the intended recipient of the transmission, and may be a communication privileged by law. This e-mail, including any attachments, contains information that may be confidential, and is protected by copyright. If you received this e-mail in error, any review, use, dissemination, distribution, or copying of this e-mail is strictly prohibited. Please notify us immediately of the error by return e-mail and please delete this message from your system. Any communication of a personal nature in this e-mail is not made by or on behalf of any RES group company. E-mails sent or received may be monitored to ensure compliance with the law, regulation and/or our policies. Thank you in advance for your cooperation.

### **Disclaimer**

The information contained in this communication from the sender is confidential. It is intended solely for use by the recipient and others authorized to receive it. If you are not the recipient, you are hereby notified that any disclosure, copying, distribution or taking action in relation of the contents of this information is strictly prohibited and may be unlawful.

This email has been scanned for viruses and malware, and may have been automatically archived by **Mimecast Ltd**, an innovator in Software as a Service (SaaS) for business. Providing a **safer** and **more useful** place for your human generated data. Specializing in; Security, archiving and compliance. To find out more [Click Here](#).



Nordisk Vindkraft AB

v/ Kalle Hesstvedt

Sandnes, 17.02.2020

Deres ref:  
Saksbehandler: Hanne Grete Skien

Vår ref: 20/22333-1  
Arkivkode: ---

## Krav om innsending av opplysninger - Vardafjellet vindkraftverk

Sandnes kommune viser til pågående sak angående oppføring av Vardafjell vindkraftverk.

Klima- og miljødepartementet har 30. september 2019 fastsatt en ny «Forskrift om myndighet til kommunene etter forurensningsloven». I denne nye forskriften står:

### § 1. Kommunens myndighet

*Kommunen kan gi tillatelse etter forurensningslovens § 11 til virksomheter som kan medføre forurensning på følgende områder:*

- a) *Støy og støv fra motorsportbaner*
- b) *Støy fra sivile skytebaner*
- c) *Støy fra vindmøller.*

*Kommunen har tilsynsmyndighet etter forurensningsloven § 48 overfor virksomheter nevnt i første ledd. For øvrig har kommunen myndighet etter forurensningsloven § 7 fjerde ledd, §18, §49, §50 og §51, §58 annet ledd, §73, §74 første til tredje ledd, §75 første ledd og §76.*

### §2. Ikrafttreden og overgangsbestemmelse

*Forskriften trer i kraft 1. januar 2020. Dersom en søknad om tillatelse til virksomhet som nevnt i § 1 første ledd har kommet inn til fylkesmannen før 1. januar 2020 skal saken behandles av fylkesmannen.*

Det er ikke sendt inn søknad til Fylkesmannen om tillatelse i henhold til Forurensningsloven til utslipp av støy fra vindmøller fra Vardafjellet vindkraftverk.

Vi viser til Forurensningsloven § 49 (opplysningsplikt) hvor det står:

*Etter pålegg av forurensningsmyndigheten plikter den som har, gjør eller setter i verk noe som kan forurense eller føre til avfallsproblemer uten hinder av taushetsplikt å gi forurensningsmyndigheten eller andre offentlige organer de opplysninger som er nødvendige for gjennomføring av gjøremål*

*etter loven. Når særlige grunner tilsier det, kan forurensningsmyndigheten kreve at opplysningene gis av enhver som utfører arbeid for den som har opplysningsplikt etter første punktum.*

*Opplysninger som nevnt i første ledd kan også kreves fra andre offentlige myndigheter uten hinder av den taushetsplikt som ellers gjelder. Forurensningsmyndigheten kan bestemme i hvilken form opplysningene skal gis.*

*Vedtak etter første eller annet ledd treffes ved forskrift eller enkeltvedtak..*

Sandnes kommune legger vekt på at hverken mennesker eller natur i nærområdene til Vardafjellet vindkraftverk skal bli utsatt for støy som kan over anbefalte grenseverdier.

Vi kjenner til at det i planene og i NVE sin konsesjonsbehandling er forutsatt at kravene i støyretningslinjene skal overholdes, men vi ønsker likevel en redegjørelse for dette.

Det må innsendes tilstrekkelig dokumentasjon til at kommunen kan ta stilling til om vi finner det nødvendig å gi en egen tillatelse i henhold til Forurensingsloven, eller om det foreligger nok dokumentasjon slik at vi finner at den konsesjon som er gitt av NVE har tatt tilstrekkelig hensyn til støy i dette spesielle området.

**Vedtak:**

Nordisk Vindkraft AB pålegges å sende inn til Sandnes kommune en redegjørelse for støyutslipp fra Vardafjellet vindkraftverk. Redegjørelse med dokumentasjon skal utformes som en søknad om tillatelse til utslipp av støy fra vindturbinene.

**Hjemmel:**

Forurensingsloven § 49, første ledd.

**Klageadgang:**

Dette er et enkeltvedtak som kan påklages. En eventuell klage skal være skriftlig og begrunnet og sendes til Sandnes kommune v/vann, avløp og renovasjon, innen 3 uker etter at dette brevet er mottatt.

Kjersti Ohr  
Leder for vann,  
avløp og renovasjon

Hanne Grete Skien  
fagansvarlig teknisk  
miljø

Dette dokumentet er elektronisk produsert og krever ikke signatur.

## Bakgrunn og begrunnelse for en skjerpet støygrense for Vardafjell vindkraftverk

---

Hovedbakgrunn for dette dokumentet er:

Politiske behandlinger og høringsuttalelser i [sak 152/13](#), [sak 3/18](#), [sak 27/19](#), [eventuelt](#), dokument [nr.115](#), [nr. 174](#), [nr. 205](#), [nr. 238](#) og [nr. 265](#).

Klager i dokument [nr. 198](#), [nr. 234](#), [nr. 243](#) og [nr. 21](#).

Kommuneoverlegen sine brev i dokument [nr. 80](#), [nr. 184](#) og [nr. 225](#).

---

### Støyberegninger

Kommunen har mottatt to støyrapporter for turbintypen Vestas V-117 4,2 MW og 4,3 MW. En ifm. høring av søknad om ny turbintype, datert 13.09.19, og en mottatt på forespørsel i etterkant av høringen, datert 09.12.19. Den siste har NVE vist til i sin saksbehandling, men den har ikke vært sendt ut til høringsparter. Den er basert på høydekoter på 2 meter mot 5 meter i støyrapporten som var med i høringen, og gir derfor noe endra resultat til fordel for noen få enkeltboliger. For noen få boliger er avvikene imidlertid så store at det må foreligge feil i inputdata eller i modelleringen.

Nedenfor en oppstilling av de byggene der det er noen uforklarlige endringer i støyen, siden turbinene i 2018 hadde maks kildestøy 105 dB og de nye har 106 dB. Tallene er i dB for case A0 worst-case. De tre støyrapportene finnes samlet [her](#).

Husnummer i utbyggers og kommunens støyrapport	Utbyggers støyrapport for vedtak 26.11.18	Utbyggers støyrapport datert 12.09.19 Høydekote 5 m	Kommunens støyrapport 03.12.19 Høydekote 5 m	Utbyggers nye støyrapport 09.12.19 Høydekote 2 m
122/DO	46	44	45	44
123/DP	46	35	32	35
140/AO	46	44	44	44
141/EH	46	44	46	44
142/EI	46	42	43	42

Sidene med vindhastighet og vindrose mangler i den siste støyrapporten datert 09.12.19. Samtidig er den verste turbinen ift. boliger, T6, satt 5 høydemeter lavere i den siste støymodelleringen enn da kommunen fikk opplyst faktisk etablert terrenghøyde fra utbygger ifm. siste høringsuttalelse. Dette strider dessuten med de opplysninger om høyder som utbygger har gitt til NVE ifm. behandlingen av siste søknad. Den siste støyrapporten legges derfor ikke til grunn i kommunens vurderinger.

Støping antas ferdigstilt og turbinene forventes levert i begynnelsen av juni 2020. Likevel er høyden turbinene plasseres på i terrenget fortsatt ikke fastlagt eller presentert med eksakte tall overfor

kommunen, slik den har bedt om flere ganger. De varierer innbyrdes mellom støyberegningene og mellom disse og skyggekastberegninger med inntil 15 meter. Dette anses som store unødvendige avvik og svekker kvaliteten på vurderingsgrunnlaget.

Kommunen fikk utført en egen uavhengig støyberegning for de nye turbinene ifm. siste høringsuttalelse. Kommunen mener å ha nok grunnlag for å behandle en utslippstillatelse for støy for vindkraftanlegget. Det er variasjon i støydataene mellom de tre nevnte støyrapportene. Dette viser at det er en reell usikkerhet i dataene som foreligger, og at de ikke kan anses som absolutte svar på støyutbredelsen og den støy boligbebyggelsen vil bli utsatt for. Kommunen legger hovedvekt på sin egen støyrapport i sin saksbehandling. Denne avviker ikke i vesentlig grad fra støyrapporten som lå ved høringen av ny turbintype og er basert på samme høydekoter.

De tre nevnte støyrapportene er basert på en gjennomsnittstemperatur på 15 grader. Dette er imidlertid ikke riktig temperatur for Vardafjell, der snittet trolig ligger nærmere 7-8 grader. I kommunens støyrapport står det følgende om valg av temperatur, som var basert på utbyggers inputdata:

*De meteorologiske parameterne er valgt i samsvar med WindPRO sine anbefalinger til standard parametere. Det er gjort sensitivitetsanalyse på valg av temperatur etter et eksempel på beregninger for typisk norsk topografi (Meventus AS, Sinus AS, 2017) hvor det brukes 10 °C istedenfor 15 °C, hvor resultatene blir diskutert senere i rapporten. De øvrige valgte parameterne antas å være representative for norske forhold og gir konservative estimeringer av støynivåene ved de mest sensitive situasjonene; utendørs, eller innendørs med åpne vinduer, på kvelden og natten om sommeren. Støynivåene vil generelt sett øke noe med synkende temperatur og økende luftfuktighet. (...)*

*Dersom man i beregningene nedjusterer temperaturen på luften fra 15°C til 10 °C vil nivåene øke med mellom 0,1 og 0,7 dB LDEN for husene rundt Vardafjell vindpark. Denne økningen vil i snitt være ca 0,4 dB. Med 10 °C som temperatur i beregningene vil det være ytterligere 2 hus som overskrider grensen; AZ og EL.*

Utbyggers støykonsulent opplyser at usikkerheten i støyberegningene standard er på -5 til + 3 dB. Kjeller Vindteknikk som laga kommunens støyberegning bekrefter at deres rapport også kan ha en usikkerhet opp mot + 3 dB. Siden usikkerheten er generell dekker den kun tilfeldige feil. Faste eller direkte feil i f.eks. valg av temperatur eller andre inputdata i støymodelleringen kommer derfor i tillegg til usikkerheten på + 3 dB.

### **Støyretningslinjen**

Kommunen har påklagd samtlige vedtak i saken der det i første klage 08.10.19 var særlig fokus på brudd på støyretningslinjen. I [veilederen til støyretningslinjen](#) under kapittel 3.3 «Anbefalte støygrenser ved planlegging av ny virksomhet eller bebyggelse» står det på side 41 om plagegrad:

*Det er viktig å merke seg at en del personer kan være plaget av støy også utenfor gul sone. Ved anbefalt ekvivalentnivå vil gjennomsnittlig plagegrad for de fleste kildene ligge rundt 15-20 % ved nedre grense til gul sone. Ved dette nivået kan rundt 15 % av befolkningen være sterkt plaget. Ønsker man i plansammenheng å oppnå en høyere miljøkvalitet enn dette, må det settes strengere krav.*

Ettersom vindkraftanlegget har utviklet seg har antall boliger og personer dette gjelder mer enn tredoblet seg uten at dette er vurdert eller tatt hensyn til av utbygger, NVE eller OED.

I samme veileder står det i kapittel 3.10.3 Miljøbelastninger virker sammen:

*Nyere forskning, blant annet fra TØI, viser at opplevelsen av en gitt miljøbelastning i bomiljøet påvirkes av hvilke andre miljøbelastninger som er til stede. Dersom et bomiljø er utsatt for flere typer miljøbelastninger, ser det ut til å være en negativ samspilleffekt mellom disse, som gjør at opplevelsen av hver enkelt belastning er sterkere enn om den opptrådte alene. Dette er et element som man bør være oppmerksom på ved planlegging, for eksempel i områder som har en sammensatt forurensningsproblematikk.*

For Vardafjell gjelder dette samspillet mellom støy, skyggekast, lyssetting, plassering av turbiner og visuell dominans.

NVEs krav om emisjonsmålinger i vedtak av 31.01.20 vil kun kontrollere om worst-case grensen overholdes. Det vil ikke avklare om enkeltboliger får faktisk støy over årsgjennomsnittet på Lden 45 dB pga. den generelle usikkerheten, terrengmessige eller topografiske forhold, eller eventuelle feil i beregningene. Det er kort avstand mellom boliger som ligger innenfor og utenfor worst-case. Med en usikkerhet i modelleringen på + 3 dB kan det derfor være mange flere boliger som havner innenfor Lden 45 dB, og der en vil måtte gjennomføre tiltak for å sikre at de ikke får støy over støygrensen.

Samtidig har NVE bekreftet at måling av årsgjennomsnittsstøy ved boliger er vanskelig, og i praksis ikke vil gi sikre svar. Dette bekreftes også av støyretningslinjen. Kommunen mener ut fra dette og antall boliger over og nær opptil støygrensen Lden 45 dB at en burde ha fulgt støyretningslinjens intensjon, om å plassere turbinene på så stor avstand fra boliger at avbøtende tiltak er unødvendige og uansett ikke nødvendige hele året for samtlige turbiner.

Utbygger har ikke redegjort for ulempene med vindskygge slik konsesjonsvilkårene krever. Det er mange boliger som per i dag ikke har støy fra vinden ved en eller begge de herskende vindretningene, og som dermed vil få tilført helt ny støy når turbinene settes i drift.

Støyretningslinjen har egne føringer for støy fra kilder med store variasjoner i aktiviteten over døgn eller driftstid. Det er ikke redegjort for at vindkraftverk faller inn under kategorien med slik kildestøy. Kommunen forstår støygrensen Lden 45 dB dermed slik at den både representerer en års- og en døgngjennomsnittsstøy for boliger.

### **Konsekvensutredningsforskriften**

Kommunen har påklagd det siste vedtaket i saken, datert 31.01.20, der bl.a. brudd på konsekvensutredningsforskriften er tema. Konsekvensutredning (KU) er kun gjort for 20,7 MW, mens siste utbyggingsløsning er på 30 MW. Den siste endringen øker effekten med marginale 0,6 MW ift. forrige vedtak. Dersom en klarer å utnytte 30 % av dette er effektøkningen under 0,2 MW, mens antall boliger som utsettes for støy over støygrensen økes fra 14 til 22 ift. forrige vedtak. Iht. KU-forskriftens §21 skal KU identifisere og beskrive de faktorer som kan bli påvirket og vurdere vesentlige virkninger for miljø og samfunn, herunder og bl.a.:

- befolkningens helse og helsens fordeling i befolkningen
- barn og unges oppvekstvilkår

Beskrivelsen skal omfatte positive, negative, direkte, indirekte, midlertidige, varige, kortsiktige og langsiktige virkninger. Kulepunktene over ble verken identifisert, beskrevet eller vurdert på riktig vis i opprinnelig KU ifm. konsesjonssøknaden, og det er heller ikke gjort siden på tross av gjentatte oppfordringer fra kommunen og et sterkt økende antall støyutsatte boliger.

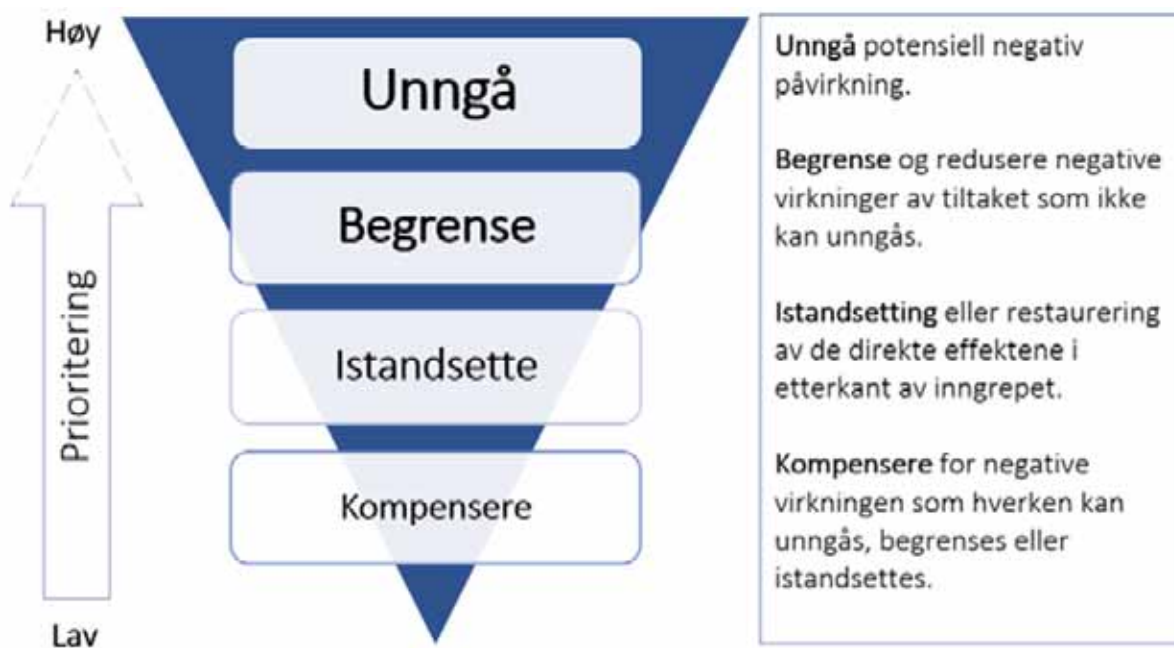


Antall boliger som kan få støy over støygrensen er tredoblet fra 7 til 22 siden kommunen sa ja, på vilkår, til å gi konsesjon til utbyggingen. Dersom støyen i virkeligheten viser seg å være 1 dB høyere enn beregnet og antatt, pga. feil i valg av parametere, feil høydedata, den generelle usikkerheten i beregningene, terrengforhold/topografi e.l., vil ytterligere ti boliger få støy over støygrensen og antall innbyggere over støygrensen økes tilsvarende fra rundt 60 til rundt 80. Ved 15 % plagegrad vil det si at 9-12 innbyggere vil bli sterkt plaget av støy fra vindkraftverket. Antallet sterkt plaget vil øke når en legger til sumvirkninger for andre miljøbelastninger enn støy alene.

I veilederen til KU-forskriften står det i kapittel 7.9 Tiltakshierarkiet og kompensasjonstiltak bl.a.:

*§ 23 i forskriften om forebygging av virkninger, sier at konsekvensutredningen skal beskrive de tiltakene som er planlagt for å unngå, begrense, istandsette og om mulig kompensere vesentlig negative virkningen for miljø og samfunn, både i bygge- og driftsfasen. Tilsvarende sies det i § 29 andre ledd i forskriften at det ved sluttbehandling av planen «skal stilles vilkår for å unngå, begrense, istandsette og om mulig kompensere vesentlige virkninger for miljø og samfunn».*

*I forbindelse med planlegging av utbyggingstiltak står prinsippet om i størst mulig grad å unngå negative virkninger for miljø og samfunn sentralt. Framgangsmåten beskrives gjennom tiltakshierarkiet eller avbøtingshierarkiet, der det viktigste er å unngå negative virkninger, deretter begrense virkningene gjennom avbøtende tiltak. Om det ikke er mulig å unngå eller begrense virkningene, skal tiltak gjennomføres for å istandsette eller restaurere. Dersom det fremdeles er negative virkninger av betydning, skal tiltak for om mulig å kompensere for disse vurderes.*



Figur 7.1 Hierarkisk framstilling av tiltak for å unngå negativ påvirkning ved utbyggingsprosjekter

Hele vindkraftverket er gjennom stadige endringer blitt optimalisert med tanke på energiproduksjon. Utbygger, NVE og OED har ikke på tilfredsstillende vis benyttet seg av muligheten til å avbøte støyvirkningene og miljøbelastningene overfor nærliggende boligbebyggelse, gjennom plassering av turbiner, valg av turbintype, -høyde og -rotordiameter, slik KU-forskriften og støyretningslinjen legger opp til. Endringene har i sum vært til fordel for utbygger og suksessivt redusert innbyggerne sin miljøkvalitet. De eneste gjenværende avbøtende tiltakene er redusert drift eller stans av turbiner. Redusert drift må innføres for samtlige turbiner for å overholde støygrensen på Lden 45 dB worst-

case iht. støyretningslinjen. Dvs. at 22 boliger blir liggende på støygrensen og enda flere boliger blir løftet inn i helt ny støy, mellom Lden 40-45 dB. Den siste gruppen er det ikke tatt hensyn til slik støyretningslinjen krever. I rapporten Nabovirkninger ifm. nasjonal ramme for vindkraft står det i kap. 4.4.1 Vindturbinestøy og støyplage:

*WHO's systematiske gjennomgang av eksponerings – responsstudier fra 2000-2015 fant kun fire studier som oppfylte kriteriene for innlemmelse i analysen av kunnskapsgrunnlaget (Guski m.fl., 2017). Meta-analyse av rådataene fra disse undersøkelsene viste ganske entydig at det er en systematisk sammenheng mellom lydnivået fra vindturbiner og plagegrad som begynner ved nivåer under Lden 40 dBA.*

*Resultatene fra de ulike studiene var imidlertid inkonsistente når det gjelder sammenheng mellom støynivåer og andel av befolkningen som er sterkt plaget.*

NVE har i vedtak av 31.01.20 stilt følgende vilkår om driftsmodus som skal avbøte støyplagene ned til Lden 45 dB worst-case:

*Det er opp til konsesjonær å lage et driftsregime som gjør at konsesjonsvilkåret oppfylles, og NVE skal orienteres om dette driftsregimet før idriftsettelse.*

Dvs. at driftsregimet for å overholde Lden 45 dB worst-case mot boliger fortsatt ikke er fastsatt, men at det allerede er avklart at turbinene må kjøres i redusert modus. NVE har bekreftet overfor kommunen at de ikke har noen erfaring med å følge opp vilkår om kjøring i redusert modus overfor noe vindkraftverk, på tross av at slikt vilkår ikke er unikt for Vardafjell. Dette skaper reell usikkerhet ift. driftsfasen, og blir i tillegg trolig en oppgave for kommuneoverlegen og kommunen som forurensningsmyndighet å følge opp.

Både kommunen, fylkesmannen og fylkeskommunen m.fl. har påklagd siste vedtak av 31.01.20 om ny turbintype pga. manglende KU. Ift. støy gjelder dette spesielt at sumvirkninger for befolkningens helse ikke er utredet.

### **Sumvirkninger**

Det er ti boliger som kan få maks skyggekast på 8 t per år når en legger faktisk skydekke til grunn. Uten avbøtende tiltak vil 27 boliger kunne få teoretisk skyggekast i maksimum 30 minutter i løpet av en dag per år. Det er i tillegg en del boliger som ligger like under maks grensen for skyggekast.

Turbinene er plassert i overkant av 150 meter høyere i terrenget enn nærliggende boliger, på kanten av fjellplataet mot boligbebyggelsen. Plasseringen forsterker det visuelle inntrykket av de fra før 150 meter høye turbinene. I NVEs egen rapport Nabovirkninger ifm. nasjonal ramme for vindkraft står det om dette:

*Objektet gir en visuell totaldominans når avstanden er så liten at betrakteren ikke kan observere hele objektet, men må bevege blikket for å kunne se alle delene. Dette vurderes normalt til å være tre ganger objektets høyde. Eksempelvis vil en turbin med tårnhøyde på 80 meter og rotordiameter på 90 meter være visuelt dominerende innenfor en avstand på snaut 400 meter. Den ytre visuelle dominanssonen er definert som området hvor turbinen ikke lenger er alene om å dominere det visuelle inntrykket, men hvor de øvrige omgivelsene også spiller inn. Sonen er vurdert å gjelde ut til 8-10 ganger høyden på objektet, noe som tilsier en ytre visuell dominanssone på 1,2 - 1,3 kilometer for en vindturbin med dimensjonene nevnt over.*

Dvs. at turbinene på Vardafjell gir en visuell totaldominans innenfor i overkant av 900 m, og en ytre visuell dominanssone på inntil 3 km dersom det er frisikt. I tillegg er det mange boliger som kan se to eller flere turbiner samtidig.

Det er lite vitenskapelig kunnskap om virkningene av vindkraft i Norge generelt, eller spesifikt i typisk norsk topografi med mye ubevokste harde flater, turbiner på toppene og boliger konsentrert i dalene. Kombinasjonen av disse tre faktorene forsterker hverandre, endrer utbredelsen av støy over større avstander og avviker fra terrenget der vindkraft etableres ellers i Europa. Vardafjell er et eksempel på typisk norsk topografi. En studie blant innbyggere innenfor 2 km fra nærmeste vindturbin i Lista vindkraftverk i 2015, konkluderte med at ingen boliger burde ligge innenfor 1 km fra en turbin. Dette ut fra registrerte plager etter at vindkraftverket var satt i drift. Det ligger 23 boliger rundt Vardafjell innenfor 1 km fra en turbin, og i dem bor det 59 mennesker.

### **Reell vind**

Utbygger har påklagd at NVE i siste behandling har lagt til grunn worst-case og ikke reell vind for driftsfasen ift. støy og hensyn til innbyggerne i nærliggende boliger. Dette fordi driftsmodus for reell vind øker produksjonen for utbygger. Klagen ligger ubesvart hos OED sammen med kommunens to klager og flere andre klager på siste vedtak i saken. Det er derfor uavklart hva de endelige føringene for driften blir ift. støy, driftsmodus og hensynet til innbyggerne.

### **Konklusjon**

Kommunen viser til sine høringsuttalelser i saken, klager til NVE og brevene fra kommuneoverlegen for hvorfor den mener at det ikke er tatt tilfredsstillende hensyn til støy, innbyggere, barn og befolkningens helse i planleggingen av Vardafjell vindkraftverk. Kommunen har gjennom sine høringsuttalelser og klager redegjort for at hvorfor den mener at samfunnsulempene vindkraftverket medfører, ut fra godkjent utbyggingsløsning, ikke står i forhold til eller kan forsvares av fordelene ved utbyggingen. Kommunen vil sikre at plagegraden ved etableringen av vindkraftverket blir liten og akseptabel. Den må da sikre en støygrense som tar høyde for samspilleffekter med andre miljøbelastninger. Ut fra en helhetlig vurdering og som en oppfølging av kommunens ansvar etter folkehelseloven, mener kommunen derfor at støygrensen for Vardafjell vindkraftverk må settes til Lden 42 dB for å ivareta hensynet til lokalbefolkningens helse, trivsel, bokvalitet og oppvekstvilkår.



SANDNES KOMMUNE

Norges vassdrags- og energidirektorat - NVE  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 OSLO

Sandnes, 08.10.19

Deres ref: 201707968  
Saksbehandler: Gorm Lybeck Kjernli

Vår ref: 13/07109-198  
Arkivkode: ---

## Vardafjellet vindkraftverk - klage på vedtak

### Vardafjell vindkraftverk – klage på vedtak i forbindelse med tildelt konsesjon, påfølgende godkjenning av MTA-plan og endringer av denne.

Formannskapet i Sandnes diskuterte oppfølging av Vardafjell vindkraftverk i sitt møte 30. september 2019. Den enstemmige konklusjonen var:

*Formannskapet gir rådmannen fullmakt til å følge opp saken med tanke på ankemuligheter m. v.*

Sandnes kommune har jobbet videre med saken og mener at det foreligger brudd på:

- Forvaltningsloven ift. hvem som har vært ansett som berørte parter
- Energiloven med forskrift ift. hvem som skal sende dokumenter ut på høring og informere berørte om vedtak
- Naturmangfoldloven ift. kunnskapsgrunnlaget og vurderinger av dette
- Støyretningslinjen ift. håndtering av denne
- KU-forskriften ift. begrunnelse og vurdering av samfunnsnytte.

Videre mener kommune at konsesjonsvilkårene for Vardafjell vindkraftverk må endres. De må sikre oppfølging av støyretningslinjen og grenseverdiene for skyggekast i planleggings- og driftsfasen, samt fjerning av anlegg og tilbakeføring av terreng når driften opphører.

I det følgende vil disse punktene utdypes nærmere.

Sandnes kommune konstaterer at klagefristen er utløpt. Gitt omfanget og konsekvensene av det vi påpeker ber vi likevel om at klagen behandles.

Sandnes kommune viser til tidligere korrespondanse om den pågående utbyggingen av vindkraft på Vardafjell. Det vises til [brev fra kommunen](#) av 17.06.19, møtet av 15.08.19 og [referat fra møtet](#) og svar på kommunens brev fra NVE 11.09.19. Kommunelegen i Sandnes har i etterkant av dette sendt et [eget brev](#) til NVE, datert 18.09.19.

## Oppsummering

Kommunen mener at mangelfull medvirkning, feil i gjennomføring av høringer og varslinger om vedtak, feil lovforståelser og at det er lagt til grunn helt feil forståelse av støyretningslinjen, i sum har medført så omfattenderede saksbehandlingsfeil at det i vesentlig grad har virket bestemmende på innholdet i vedtakene

som er fattet. Det henvises til §§ 16, 17 og 27 i forvaltningsloven. Vi mener at omfanget av saksbehandlingsfeil gjør at vedtakene i saken må gjennomgås, og ikke kan anses gyldige etter §41 i forvaltningsloven. For kommunens begrunnelse se nedenfor, samt vedlegg 1 Støy, skyggekast og folkehelse, og brev fra kommuneoverlegen datert 18.09.19.

Kommunen påklager følgende vedtak i saken og krever at disse oppheves pga. saksbehandlingsfeil:

- Konsesjonsvedtak av 23.03.17 og oppdatering 05.04.18
- MTA-plan godkjent 15.02.18
- Endring av MTA-plan godkjent 26.11.18

Kommunen ber om at klagen gis oppsettende virkning etter forvaltningslovens § 42.

Kommunen ber også om at det blir foretatt en overordnet vurdering av om man ved tildeling av konsesjon til Vardafjell Vindkraftverk, har overskredet grensene for hva som er NVEs mandat for tildeling av vindkraftkonsesjoner, slik at utbygging av vindkraftverket ikke er forsvarlig og må stanses.

Dersom klagen ikke tas til følge i sin helhet, ber kommunen NVE legge til grunn de faglige innspillene i denne klagen i den videre behandlingen av saken.

## **Brudd på forvaltningsloven, energiloven, naturmangfoldloven, støyretningslinjen og KU-forskriften**

### **Forvaltningsloven**

Det viser seg nå at NVE og utbygger, i saken for Vardafjell Vindkraftverk, har valgt å legge seg på et for lavt antall private høringsparter. Det fullstendige omfanget av dette er kommunen gjort kjent med i senere tid, og det har derfor ikke vært tema i vår dialog med NVE tidligere. Utvalgskriteriet til NVE er, slik vi forstår det, grunneiere og dem som utbygger vurderer at kan få støy over worst-case. Så vidt vi er informert er det de samme personene som er varslet ved konsesjonssøknad som ved høring av miljø-, transport- og anleggsplan (MTA-plan), og det er snakk om 8 enkeltpersoner i tillegg til 6 grunneiere. Kommunen går ut fra at NVE har vurdert at det kun er boligene og/eller eiendommene til disse personene, som vil bli spesielt berørt av synlighet, støy, skyggekast, lysmerking for luftfart, reduksjon av eiendomspriser og konsekvenser for folkehelse. De nevnte hensynene er hentet fra rapporten «Nabovirkninger» - en temarapport som ble laget ifm. arbeidet med Nasjonal ramme for vindkraft.

Ny og eldre kunnskap understreker at antall berørte parter, knyttet til NVE sin behandling av Vardafjell Vindkraftverk, har vært definert feil og ut fra et altfor snevert grunnlag. Støy alene er ikke nok til å definere hvem som er berørt part. Det er utenfor enhver tvil at antall private parter, som er hørt og varslet om vedtak hittil, har vært så lavt (14 stykk) at det må anses som brudd på [forvaltningslovens §§ 16, 17 og 27](#) i hele NVE sin behandling av saken. I tillegg er ikke samtlige 14 privatpersoner blitt hørt ifm. endringer, og de har heller ikke alle fått tilsendt samtlige hoved- og endringsvedtak. Det er også folk som har blitt varslet av utbygger om mulighet for ekspropriasjon, og som dermed bør anses å være en berørt part, men som siden ikke har hørt noe mer fra verken utbygger eller NVE. Det er etter kommunens vurdering (jf. Vedlegg 1) godt over 130 personer som er fratatt sin rett til høring, medvirkning og klage.

Ut fra vår gjennomgang av nabovirkninger knyttet til synlighet, støy, skyggekast og lysmerking for luftfart, og hvordan dette igjen kan påvirke folkehelsen negativt, så mener kommunen at det er riktig å definere alle bolig- og hytteeiere innenfor 1,5 km fra en turbin som direkte berørte parter. Det vil i dag for Vardafjell Vindkraftverk innebære en økning i private direkte berørte parter fra 14 til 131, om en kun legger til grunn fastboende over 18 år. Det blir noen flere om en også skal ta med hytteeiere og ikke fastboende grunneiere. Dersom man i tillegg skal ta hensyn til de som kan få sin boligverdi redusert, vil avstanden bli 2- 3 km, jf. rapport nabovirkninger ifb. med nasjonal ramme for vindkraft.

Videre mener kommunen at også organisasjoner innen f.eks. natur- og friluftsliv må anses å være berørte parter i hele sakens gang, når et så viktig og bynært natur- og friluftsområde skal bygges ned.

Vi vil vise til [Veileder for kommunal behandling av små vindkraftanlegg](#), utarbeidet av OED og KMD i 2015. I kapittel 2.5.1 skrives det:

### 2.5.1 Medvirkning

Der det er nødvendig med planavklaringer, skal det legges til rette for medvirkning fra berørte myndigheter og interessenter. Dette vil sikre et best mulig kunnskapsgrunnlag og en god beslutningsprosess. Kravene til medvirkning og kunnskapsgrunnlag bør i utgangspunktet ikke være dårligere enn for tiltak som krever konsesjonsbehandling. Dette vil særlig gjelde ved antatt konfliktfylte tiltak og tiltak med flere turbiner (2-5 turbiner). Det vises til Veileder om medvirkning i planlegging (Kommunal- og moderniseringsdepartementet H-2302B).

Følgene av at en som ledd i saksforberedelsene i urimelig grad har snevret inn hvem som har blitt hørt har medført at det her foreligger et brudd på undersøkelsesprinsippet/ utredningsprinsippet, jf forvaltningsloven § 17. En har ikke benyttet seg av den muligheten en har hatt til å klargjøre faktum i saken. Det må stilles strenge krav til klarlegging av de faktiske forhold og vurdering av de relevante interesser og hensyn i saker som gjelder så omfattende og særlig byrdefulle inngrep ovenfor enkelt borgere. Ut fra sakens art har saksbehandlingen åpenbart ikke vært forsvarlig i dette tilfelle.

#### **Energiloven med forskrift**

Iht. saksbehandlingsreglene i [energiloven](#) er det NVE som skal sende saker på høring og varsle berørte parter om fatta vedtak. I lovens § 2-1 heter det bl.a.: *Offentlige organer og andre som tiltaket direkte gjelder, skal få søknaden tilsendt til uttalelse.* Siden det er NVE som skal sende søknaden på høring er det også NVE som har ansvar for å lage en varslingsliste over privatpersoner, interesseorganisasjoner og offentlige organer som skal varsles. Videre står det i samme paragraf: *Utleggelse kan unnlates når det finnes ubetenkelig.* I forarbeidene til Ot.prp. nr.43 (1989-90) heter det at adgang til å unnlate kunngjøring og høring gjelder for de tilfeller, der det ikke skal gjennomføres nye inngrep av vesentlig betydning. Hensynet til allmenne interesser skal være helt sentralt i spørsmål om høring.

I formålsparagrafen § 1-2 til energilovforskriften står det: *Forskriften skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.*

Videre står det i § 2-2. Tildeling av konsesjon: *Tildeling av konsesjoner etter energiloven skal skje på grunnlag av objektive, transparente og ikke-diskriminerende kriterier.*

Ut ifra et fåtall varsla private parter i saken for Vardafjell mener kommunen at intensjonene i energilov med forskrift ikke er fulgt opp korrekt av NVE, ved konsesjonsbehandling eller ved behandling av detaljplan og MTA-plan. Videre er lovverket ikke fulgt opp korrekt når NVE har behandlet endringssøknader og fattet nye vedtak i saken, som delvis eller helt erstatter eller utfyller tidligere vedtak. Summen av tillatte endringer gir en så vesentlig endring av utbyggingen ift. opprinnelig søknad, at det blir feil av NVE å kategorisere endringene som så ubetydelige at det kun er kommunen som skal varsles om dem. Dette går ut over rettssikkerheten til både enkeltpersoner og et helt lokalsamfunn.

Kommunen er heller ikke hørt formelt riktig ifm. endringssøknadene, og har til dels fått alt for korte frister til å kunne gå grundig inn i dem. Dette burde vi ikke godta. Vi har imidlertid forutsatt at NVE forholdt seg korrekt til lovverk, inklusiv styrelinjen, slik saksbehandlere har gitt inntrykk av når vi har diskutert støy og folkehelse i møter med dem.

Ved siste endring fikk kommunen seks virkedager til å uttale seg. «Høringen» ble sendt på e-post fra utbygger og ikke NVE, og e-posten gikk til en saksbehandler og ikke kommunens postmottak. Vi svarte to timer inn i den sjuende virkedagen (rett før kl. 10:00). Da hadde NVE allerede fattet sitt vedtak, uten å etterspørre kommunens uttalelse eller mening om endringen.

Vi finner det betenkelig at NVE, ut fra vår kunnskap i flere vindkraftsaker, har etablert en aksept for å unnlate å varsle alle berørte parter. Det skaper etter høring et inntrykk av en samfunnsaksept overfor kommune, media, lokalpolitikere og andre høringsparter, som ikke nødvendigvis gjenspeiler virkeligheten. Det fratras dessuten privatpersoner og andre deres rettmessige rett til medvirkning og klage, og sikrer ikke at vesentlige samfunnsinteresser blir ivaretatt.

#### **Naturmangfoldloven**

Det er oss bekjent ikke gjort andre vurderinger ift. naturmangfoldloven enn rapporten om hubro, etter at MTA-planen ble vedtatt. Men det er gitt flere endringstillatelser for utbyggingen. Det å ikke høre

naturorganisasjoner i alle deler av saksbehandlingen, inklusiv ved endringer, medfører at en ikke innhenter ny kunnskap om naturverdier og -kartlegginger. F.eks. er kunnskapen om at turbiner tar store mengder insekter rimelig ny, samtidig som insekter ikke har vært vurdert for Vardafjell Vindkraftverk. En får heller ikke en ekstern faglig vurdering av om f.eks. kortere avstand til bakken fra turbinbladene, endring av plassering av turbiner eller lyssetting kan påvirke det biologiske mangfoldet. Ofte vil også lokalbefolkningen rundt et naturområde ha verdifull kunnskap, som kan innhentes ved å inkludere dem i høringer av endringer. NVE må sørge for at naturmangfoldloven følges i den videre saksbehandlingen, og at manglende kunnskapsgrunnlag om f.eks. [insekter](#) og flaggermus repareres før nye vedtak fattes.

### **Håndheving av støyretningslinjen**

I [veilederen](#) til [støyretningslinjen](#) kapittel 7.8.1 Generelt om vindturbiner og støy, står det bl.a.:

*Støyvirkninger skal alltid vurderes før etablering av et vindkraftverk.*

I kapittel 7.8.5 Beregninger av støy fra vindturbiner, si samme veileder, står det:

*På grunn av alle faktorene som påvirker støyutbredelse fra vindturbiner, kan beregning av støyvirkninger være utfordrende. Dette gjelder spesielt i terreng med store høydeforskjeller, mye reflekterende terrengformasjoner og ved værforhold som kan gi rim/is på vinger. Ulike turbinvinger kan også gi forskjellig støyvirkninger, spesielt i noe avstand fra turbinene, fordi lydeffekten fordeles ulikt over oktavbåndene. Det bør på dette grunnlag alltid legges inn sikkerhetsmarginer ved beregning av støy fra vindkraftverk, spesielt ved komplekst terreng, og der dominerende vindretning i stor grad føres mot støyfølsom bebyggelse.*

Begge disse tingene gjelder for topografien på og rundt Vardafjell og for tilgrensende boligbebyggelse, og bør sørge for at en legger til grunn et føre-var-prinsipp i vurderingen av utbyggingsløsninger.

Videre står det i samme avsnitt:

*Vindturbiner bør ikke planlegges plassert slik at støynivået ved støyfølsom bebyggelse overstiger grenseverdien. Dette kan tilsvare avstander opp mot 800 til 1000 meter, men hvis berørt bebyggelse ikke ligger i dominerende vindretninger kan dette ha betydning for avstanden.*

I kapittel 7.8.6 Avbøtende tiltak, står det:

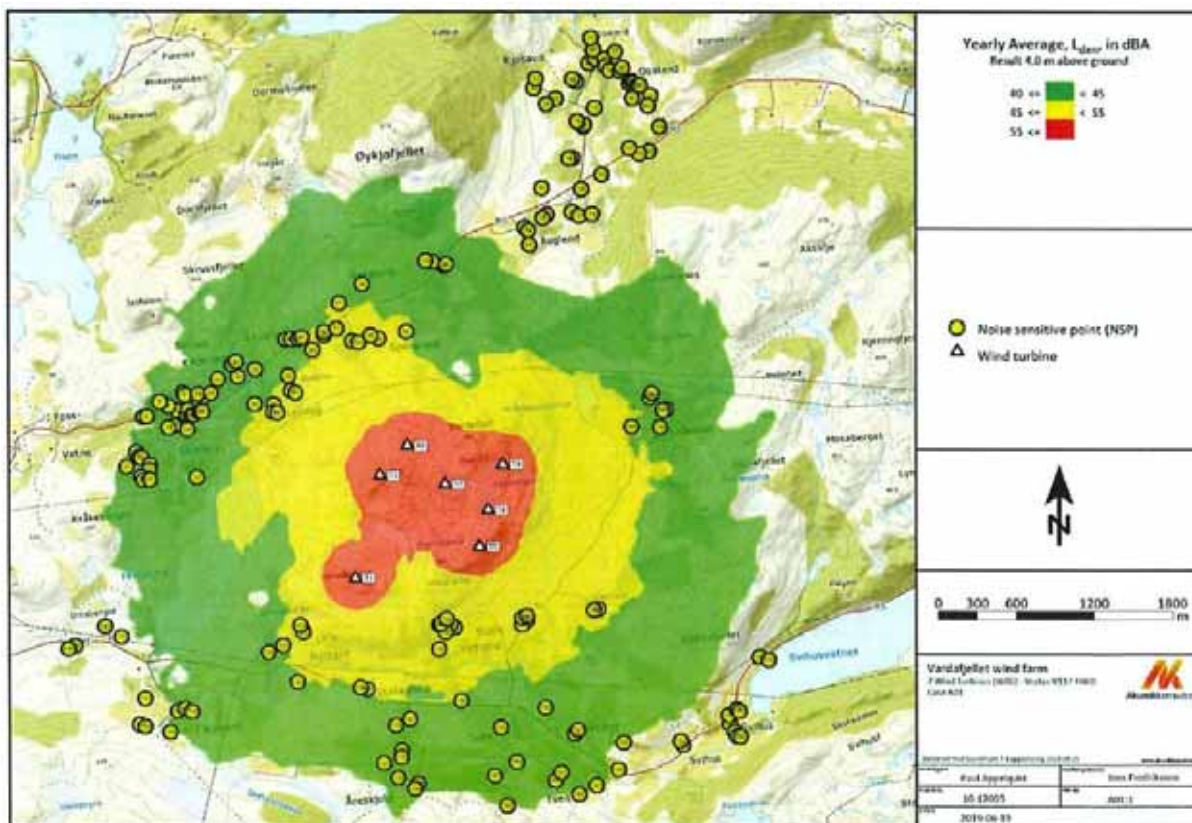
*Vindkraftverk bør plasseres slik at støy ikke gir vesentlige virkninger for omkringliggende bebyggelse. Når et vindkraftverk først er etablert er det utfordrende å redusere støy fra tiltaket uten at dette medfører betydelige kostnader. Flytting av turbiner er vanligvis uaktuelt. Drift av vindturbiner i støymodus eller periodevis stans av driften kan redusere støyvirkninger, men dette kan gi store produksjonstap. Etterisolering av berørt bebyggelse, utskifting av vinduer, skjerming av uteplasser med mere kan redusere støyvirkninger for berørt bebyggelse, men effekten av slike tiltak vurderes i mange tilfeller å ha begrenset virkning.*

Det forutsettes her at NVE kun godkjenner anlegg som overholder støyretningslinjen på søknadstidspunktet, og ved eventuelle senere endringer. At NVE har tillatt utbygger omfattende brudd på støyretningslinjen er svært kritikkverdig. Det er en alvorlig forsømmelse av det ansvaret NVE har ift. å ivareta hensynet til folkehelsen, fremfor utbyggers økonomiske interesser, i et område med svært mange berørte boliger og innbyggere. Innbyggere skal verken utsettes for eller forventes å tåle mer miljøbelastninger enn det støyretningslinjen og folkehelseloven åpner for.

Kommunen ber NVE om å sikre nødvendig avstand mellom bolig/er og turbin/er iht. føringene i støyretningslinjen. Det åpnes ikke noe sted i retningslinjen for at en kan planlegge et helt vindkraftverk basert på kjøring i redusert modus og/eller tidvis stans av turbiner, for å overholde støyretningslinjen. Dette er løsninger som kun skal gjelde i unntakstilfeller og for enkeltturbiner, og ikke noe en bevisst skal planlegge for.

Videre står det i kapittel 7.8.7 Avbøtende tiltak:

*Ved beregning av støyvirkninger som baseres på støyreducerende teknologi skal det alltid oppgis hvor mye tiltaket reduserer vindturbinens kildestøy ved forskjellige vindforhold og om levetid på teknologien.*



Figur 1: Støysonekart ved A01 "worst case" 4,0m:

Dette er støykartet for «worst case» i den siste endringsøknaden for nye turbiner, etter at opprinnelig turbinleverandør Senvion gikk konkurs. Søknaden er på «kvalitetssikring» hos NVE. Det er derfor ikke nødvendigvis dette som blir den endelige endringsøknaden. Men det er helt uholdbart at utbygger bevisst planlegger for å få aksept for brudd på støyretningslinjen, med så mange boliger innenfor gul støysone, som det her legges opp til.

### KU-forskriften

Bakgrunnen for å gi konsesjon til utbyggingen av vindkraftverket, var NVE sin vurdering av at samfunnsnyttene ved utbyggingen var større enn ulempene. Vardafjell ligger ikke i et område med energiunderskudd, snarere det motsatte.

Kommunen mener det ikke foreligger tilfredsstillende faglig begrunnelse for hvordan samfunnsnyttene, ved produksjon av fornybar energi, samt inntjening til utbygger og grunneiere, er vurdert opp mot hensynene til folkehelse for en så stor andel berørte naboer. Sett i forhold til størrelsen er vindkraftverket på Vardafjell uten tvil det vindkraftverket i landet, som har størst belastning fra støy ift. antall berørte innbyggere per installert megawatt. Vi mener valgt utbyggingsløsning ikke kan forsvares ut fra støyretningslinjen, forurensningsloven og folkehelseloven.

I tillegg mener Sandnes kommune at hensynet til landskapsvirkning – nær og fjern, naturmangfold og friluftsliv i et svært populært og bynært turmål, er vesentlig tilsidesatt. Kommunen kan ikke se at NVE har mandat til å godkjenne en slik vektning av disse viktige samfunnsnyttene.



## Antall berørte vindkraftnaboer per installert MW

Kraftverk	Kommune	Eier	Total Effekt MTA el. KS (MW)	Tot Berørte boliger / hytter		Antall Berørte / MW	
				Innen gul sone	Totalt gul & grønn sone	Innen gul sone	Totalt gul & grønn sone
Bremangerlandet	Bremanger	Vestavind Kraft	80	5	14	0.06	0.18
Brungfjellet	Melhus	Trønder Energi	150	2	11	0.01	0.07
Eggjafjellet/Asfjellet	Selbu	E.ON	200	1	15	0.01	0.08
Faurefjellet	Bjerkreim	Hybridtech	60	1	11	0.02	0.18
Helligvær	Bodø	Zephyr	19.8	0	10	0.00	0.51
Holmafjellet	Bjerkreim	Zephyr	80	20		0.25	
Hovatn Aust	Bygland	Hybridtech/Nordisk	130	2	23	0.02	0.18
Mosjøen	Vefsn & Grane	Fred Olsen	315	7	79	0.02	0.25
Nevlandsheia	Gjesdal	Zephyr	16.1	5	18	0.31	1.12
Roan	Roan	Fosen Vind DA	255.6	48	188	0.19	0.74
Sikvalandskula	Gjesdal	Lyse Produksjon	51	9	29	0.18	0.57
Skurveknuten	Gjesdal	ASKO	10	3	10	0.30	1.00
Skveneheii	Åseral	Hybridtech	120	6	26	0.05	0.22
Songkjølen & Engerfjel	Nord-Odal	EON	155	3	96	0.02	0.62
Stokkfjellet	Selbu	Trønder Energi	100	8	20	0.08	0.20
Storheia	Åfjord / Bjugn	Fosen Vind DA	288	30		0.10	
Tonstad	Flekkefjord	Havgul	192	26	61	0.14	0.32
Vardafjellet MTA	Sandnes	HybridTech	24.15	15	74	<b>0.62</b>	<b>3.06</b>

Tabellen er hentet fra kommunens uttalelse til MTA-planen, datert 17.01.18.

Hjemmet er rammen rundt folks liv. Bokvaliteten og livskvalitet for et svært stort antall mennesker blir vesentlig redusert gjennom de tillatelsene som er gitt. Langtidsvirkninger på helse fra støyplager fra så store vindturbiner, som skal monteres på Vardafjell, er en svært bekymringsverdig faktor. Ikke minst når stadig nye bekymringsverdige forhold på dette området avdekkes internasjonalt (se vedlegg 1). Tillatelser er gitt uten å dokumentere at det foreligger svært tungtveiende faglige og samfunnsmessige fordeler, som forsvarer en slik inn gripen i så mange menneskers liv og eiendommer.

Rogaland fylkeskommune har gjort en [grundig gjennomgang](#) av hvordan NVE har håndtert forskrift om konsekvensutredninger og EU-regelverk om konsekvensutredning, i vindkraftsaker i Rogaland, datert 11.09.19. Gjennomgangen viser at den praksis NVE (og OED) følger i konsesjonsbehandlingen og den tilhørende KU-prosessen, på flere punkter er tvilsom i forhold til gjeldende regelverk. Vi mener at dette også er årsaken til at det mangler grundige faglige begrunnelser, som synliggjør ulike samfunnsverdier, vektingen av disse og en grundig begrunnelse for hvordan NVE og OED har kunnet gi de tillatelsene som er gitt ifm. Vardafjell Vindkraftverk. Det vises til fylkeskommunens notat for en utdypning av feil og mangler i behandlingen etter KU-regelverket.

### Konsesjonsvilkårene må endres

Dersom klagen ikke tas til følge i sin helhet, slik at saken må behandles på nytt, påklager kommunen konsesjonsvilkår nummer 5, 17 og 18, med begrunnelsen nedenfor.

Konsesjonsvilkår nummer 5 omhandler nedleggelse. Når turbinleverandør går konkurs vil utbygger eller den som drifter et vindkraftanlegg ikke lenger få tak i deler/reservedeler. Dette kan påvirke driften svært negativt, og det kan skje i hele utbyggings- og driftsfasen. Nå skjedde det for leverandøren Senvion før turbinene var

levert til Vardafjell. Men det kunne like godt ha skjedd noe senere. I Egersund får de nå ikke tak i reservedeler til sine Senvion-turbiner.

Konsesjonsvilkåret om nedleggelse sikrer ikke på noen måte slike uforutsette hendelser. Det forutsetter også at driften går knirkefritt fra år 12 til år 25. Vilkåret må endres slik at det faktisk sikrer fjerning av anlegg og tilbakeføring av området til sin naturlige tilstand, før videre inngrep eller etablering av turbiner skjer. Per i dag er det grunneierne som ev. sitter igjen med hele ansvaret, dersom utbygger ikke kan fremskaffe nødvendige midler. Grunneieren har imidlertid ikke forpliktet seg til å sette av midler til dette. NVE har ikke belyst dette som en mulig negativ samfunnskonsekvens for både grunneierne, og for natur- og friluftsområdet. Hele tillatelsen baserer seg på at området kun midlertidig endres for energiproduksjon. Det mangler også en frist for tilbakeføring etter endt konsesjonstid, som også må legges inn i vilkår 5.

I konsesjonsvilkårene for Vardafjell vindkraftverk står det i konsesjonsvilkår nummer 17, første ledd:

*Støynivået ved bygninger med støyfølsom bruk bør ikke overstige Lden 45 dBA. Dersom det vurderes som nødvendig for vindkraftverkets realiserbarhet at støynivået overstiger Lden 45 dBA ved bygninger med støyfølsom bruk, skal detaljplanen omfatte aktuelle tiltak for å avbøte virkninger ved disse bygningene. Dersom konsesjonær mener at bygninger med støynivå over Lden 45 dBA ikke har støyfølsom bruk, skal dette dokumenteres i detaljplanen.*

Sandnes kommune har tidligere påpekt det uheldige ved formuleringen «bør ikke overskride» og setningen med «vindkraftverkets realiserbarhet». Vilkåret åpner for en fleksibilitet i håndhevingen av de støygrensene og hensynene, som nettopp skal sikres av støyretningslinjen.

Sandnes kommune viser til [brev fra OED 20.12.18](#) vedrørende klagesak på Oddeheia og Bjelkeberg vindkraftverk i Birkenes kommune. I punkt 3.6 Støy skriver OED på side 8:

*NVE har satt et vilkår som synes å tillate at støynivået kan overskride grensen på Lden 45 dBA – "dersom det vurderes som nødvendig for vindkraftverkets realiserbarhet". Etter departementets mening er ikke dette et tilfredsstillende vilkår når det gjelder støyvirkninger.*

*[...] Departementet presiserer at dette fastsettes som et ufravikelig konsesjonsvilkår. NVEs vilkår må endres dersom konsesjonen stadfestes.*

Sandnes kommune mener på denne bakgrunn at konsesjonsvilkår nummer 17 for Vardafjell vindkraftverk må endres til

lyde:

*Støynivået ved bygninger med støyfølsom bruk skal ikke overstige Lden 45 dBA. Dersom konsesjonær mener at bygninger med støynivå over Lden 45 dBA ikke har støyfølsom bruk, skal dette dokumenteres i detaljplanen.*

*Det skal gjennomføres supplerende støyberegninger etter metode NORD 2000 når endelig utbyggingsløsning foreligger. Beregningene skal oversendes NVE i tilknytning til detaljplan. Usikkerheten knyttet til støyberegningene skal behandles særskilt, herunder konsekvensene av vindskygge. Dersom det blir gitt konsesjon til Sandnes vindkraftverk, må det tas hensyn til dette i beregningene.*

Sandnes kommune påpeker også at konsesjonsvilkår nummer 18 om skyggekast inneholder en formulering med «bør ikke overskride. [...]» og «anleggets realiserbarhet». Også dette vilkåret må endres slik at første ledd lyder:

*Omfanget av skyggekast ved bygninger med skyggekastfølsom bruk skal ikke overstige åtte timer faktisk skyggekast per år eller teoretisk skyggekast over 30 timer per år og/eller 30 minutter per dag. Konsesjonær skal legge frem dokumentasjon på hvilke bygninger som har skyggekastfølsom bruk.*

MTA-planen må da også endres for å imøtekomme den nye formuleringen i konsesjonskravet. Sandnes kommune vil forøvrig vise til brev fra kommuneoverlegen i Sandnes vedrørende dette, datert 18.09.19.

Sandnes kommune gjør oppmerksom på at dersom dagens konsesjonsvilkår blir stående, vil kommunen klage disse inn for OED, med henvisning til støyretningslinjen med veileder, og OEDs brev av 20.12.18 vedrørende klagesak på Oddeheia og Bjelkeberg vindkraftverk i Birkenes kommune.

**Avsluttende kommentar.**

Kommunen mener at konsesjonsvilkårene nummer 5, 17 og 18 må endres iht. våre vurderinger, før øvrige deler av klagen behandles.

Kommunen ber om en snarlig tilbakemelding på klagen.

Med vennlig hilsen

Bodil Sivertsen  
rådmann

Dette dokumentet er elektronisk produsert og krever ikke signatur.

Vedlegg:

Vedlegg 1 Støy skyggekast og folkehelse

Kopi:

Det kongelige Olje- og energidepartement

## VEDLEGG 1

# Støy, skyggekast og folkehelse

## Håndheving av støyretningslinjen

På klima- og miljødepartementet sin [hjemmeside](#), der støyretningslinjen er lagt ut og omtalt, står det:

*Støy er et miljøproblem som rammer svært mange mennesker. Støy bidrar til redusert velvære og mistriivsel, og påvirker derfor folks helsetilstand. Formålet med denne retningslinjen er å legge til rette for en langsiktig arealdisponering som forebygger støyproblemer.*

I en retningslinje opererer en alltid med «bør» og ikke «skal». Det er likevel slik at retningslinjen skal legges til grunn i all arealplanlegging, og at en derfor må lese den som om det står «skal» og ikke «bør».

I veilederen til støyretningslinjen, kapittel 7.8.6 Avbøtende tiltak, står det:

*Kompensasjonsordninger kan vurderes i de tilfeller der støyfølsom bebyggelse er lokalisert i områder med store støyvirkninger. I tilfeller der det kan dokumenteres svært høye støynivå kan ekspropriasjon eller innløsning bli aktuelt.*

Støyretningslinjen og folkehelseloven skal beskytte alle innbyggere mot uønskede miljøbelastninger. NVE skal derfor ikke legge til grunn at utbygger gjør avtaler med eller på annet vis frikjøper seg fra, å overholde støyretningslinjen overfor fastboende grunneiere eller eiere/beboere av nærliggende boliger – der det fortsatt skal bo folk. Dette påpekes også spesifikt av kommuneoverlegen i hans [brev datert 18.09.19](#).

Grunneiere med avtaler som i praksis fratrar dem muligheten til å delta i den offentlige debatten, samt deres familier, skal ivaretas av NVE med tanke på miljøbelastning. Det er ingen andre enn NVE og OED som har vedtaksmyndighet i konsesjonssaker, og det er derfor NVE's eneansvar å tilse at utbygger holder seg innenfor norske lover og regler. Ev. kompensasjonsordninger for støyfølsom bebyggelse må gå på at boliger innløses, og ikke lenger kan bebos, eller at boliger eksproprieres. Hvilke boliger dette gjelder må fremgå i saksopplysningene, boligene må fraflyttes og det må søkes om bruksendring etter PBL for boligene det gjelder. Dette kan imidlertid ikke aksepteres for hovedboliger knyttet til gårdsbruk, og bør heller ikke aksepteres for kårboliger.

Kommunen krever at NVE følger opp kapittel 7.8.8 Etablering og endring av vindkraftverk i veilederen til støyretningslinjen, der det står:

*I retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging er den anbefalte grenseverdien for støy fra vindkraftverk fastsatt til Lden45 dBA for støyfølsom bebyggelse. Støyfølsom bebyggelse er bygg som boliger, sykehus, pleieinstitusjoner, fritidsboliger, skoler og barnehager.*

*Ved beregnet støy over grenseverdiene må NVE, eller kommunen for mindre vindkraftverk, gjøre en konkret vurdering av den berørte bebyggelsen og mulige avbøtende tiltak.*

Kommunen krever, dersom saken skal behandles videre, at NVE sikrer en ny detaljplanlegging og en ny utbyggingsløsning. I denne må turbiner plasseres langt nok fra boliger til at støyretningslinjen overholdes, gjennom gitt turbinplassering og valg av turbintype. Dette fordi man som innbygger ikke har noen mulighet for å forfølge om utbygger overholder vilkårene i driftsfasen, dersom man åpner

## VEDLEGG 1

for kjøring i redusert modus eller stans. Det er også vanskelig å se hvordan kommunen skal ivareta folkehelsen i driftsfasen, dersom det kommer inn klager. Dette bekreftes i veilederen til støyretningslinjens kapittel 9.8.5 Måling av støy fra vindkraftverk, der det står:

*Det finnes to ulike måter å måle støy fra vindkraftverk på; emisjonsmåling og immisjonsmåling.*

- *Ved emisjonsmåling måles kildestøy ved 8 m/s i 10 m høyde eller vindhastighet som tilsvarer maksimalt støynivå. Dette legges deretter til grunn for beregning av støynivå i mottakerpunkt.*
- *Immisjonsmålinger er langtidsmåling av støy ved støymottaker.*

*Emisjonsmåling med beregning av støyvirkninger ved støyfølsom bebyggelse kan brukes i en vurdering av om et vindkraftverk overholder de konsesjonsvilkår som er satt for støy. Langtids immisjonsmålinger er krevende, dyrt å gjennomføre og det knyttes stor usikkerhet til resultat blant annet grunnet bakgrunnsstøy. Denne typen måling anbefales derfor ikke til å kontrollere om konsesjonsvilkårene er oppfylt. Immisjonsmålinger kan imidlertid brukes til å dokumentere «øyeblikksverdier», dvs gjennomsnittverdier over en relativt sett kort tidsperiode.*

[Vindkraftsaken på Nodland i Egersund](#) viser at man som innbygger står svært svakt og vil ha store utfordringer med å få gjennomslag, dersom det viser seg at støyberegningene er feil eller støybelastningen er større enn tillatt når anlegget er i drift. Saken viser klart og tydelig at folkehelsen kun kan ivaretas på en tilfredsstillende måte i utbyggingsfasen, og at den derfor må sikres da. Per i dag har Vardafjell Vindkraftverk konsesjonsvilkår, som overlater til utbygger å avveie avbøtende tiltak mot driftsmessige hensyn. Dette handlingsrommet åpner for brudd på støyretningslinjen og ivaretar ikke folkehelsen. Kommunen krever at dette smutthullet fjernes, og at konsesjonsvilkårene oppdateres før videre behandling av saken.

I veilederen til støyretningslinjen står det på side 289 i kapittel 9.8.4 Støymodus for reduksjon av støy:

*I noen tilfeller kan det være nødvendig å kjøre enkeltturbiner i støymodus, dvs. redusert drift i perioder der vindretning og vindhastighet medfører vesentlige virkninger for berørt bebyggelse. Dersom redusert drift/støymodus legges til grunn for støyberegninger skal dette beskrives med virkninger for kildestøy og støynivå ved berørt bebyggelse. I søknader om konsesjon bør det også fremlegges en vurdering av økonomiske virkninger av slike driftsregimer.*

Åpningen for å tillate kjøring i redusert modus er her kun knyttet til unntakstilfeller, enkeltturbiner og reduksjon av støy, når vindretning og -hastighet medfører vesentlige virkninger for berørt bebyggelse. Det åpnes ikke for en generell bruk av kjøring i redusert modus. De økonomiske virkningene må fremlegges dersom NVE tillater avbøtende tiltak, på enkeltturbiner, som medfører redusert energiproduksjon.

NVE må be utbygger redegjøre for hvilke begrensninger utbyggingen setter for ny arealbruk i forhold til støyretningslinjen, i området rundt vindkraftanlegget. Dette er blant annet aktuelt ift. gårdsbruk, der det er behov for å etablere en ekstra bolig ifm. driften, ift. rivning og gjenoppbygging av eksisterende (ev. ubebodde) boliger og dyrehold. Det vises her til to konkrete saker i Danmark, der en [pelsdyrbonde](#) og en [planteskoleinnehaver](#) har måttet avslutte driften etter at vindturbiner ble plassert 400-700 meter fra deres virksomheter.

## VEDLEGG 1

### Mangler ved dagens støyretningslinje med veileder

Mange som reagerer på vindturbiner reagerer på den lavfrekvente «brummelyden», som skyldes lavfrekvent støy. Støyretningslinjen opererer med Lden45 dB gul sone i støykart. Dette dekker også hensynet til lavfrekvent støy. I veilederen til retningslinjen brukes derimot Lden 45 dBA. Vindturbiner avgir lavfrekvent støy og av den grunn bør dBC veiekurver brukes når støysonkart skal lages. Lavfrekvent støy fanges i liten grad opp av dBA støyveiekurver. Kommunen krever at NVE følger dette opp i den videre saksbehandlingen.

Lavfrekvent støy når svært mye lenger enn annen støy. Pga. bølgelengden kan en ikke skjerme seg fra den, fordi veggene måtte hatt en tykkelse på mange meter for å stenge ute all lyden i de lave frekvensene. Det er derfor kun avstanden mellom turbin og bolig som avgjør belastningen innbyggerne utsettes for, fra lavfrekvent støy. En minsteavstand på 600 meter, som en i noen tilfeller mener er innenfor støyretningslinjen, er på langt nær nok ift. å redusere plagene fra lavfrekvent støy. Generelt er det også slik at høyere turbiner gir fra seg mer lavfrekvent støy enn lavere turbiner, i tillegg til at lydbølgene spres mer pga. høyden.

At lavfrekvent støy må tas på alvor viser erfaringer fra Danmark. Den danske [værditabsordningen](#) legger bl.a. til grunn lavfrekvent støy, som en direkte årsak til forringelse av boligens verdi. Det er å anta at Danmark dermed har akseptert at slik støy gir så stort fysisk ubehag, at det påvirker folkehelsen negativt. De som faller inn under ordningen er eiere av bygninger som, helt eller delvis, ligger innenfor en avstand på 6 ganger turbinhøyden fra nærmeste turbin. Med en turbinhøyde på 150 meter vil det gjelde 16 boliger, innenfor en radius på 900 m fra en turbin på Vardafjell.

I veilederen til støyretningslinjen står det følgende i kapittel 7.8.1 Generelt om vindturbiner og støy:

*Den norske støyretningslinjen har per i dag ikke anbefalt skjerpelse av grenseverdiene for støy med tydelig rentonekarakter fra vindkraft, slik det gjøres for industristøy og havner/terminaler.*

*Lyden fra vindturbiner karakteriseres ofte som en «svijske»-lyd. Dette forårsakes av at lydnivået fra vingene er høyest når de skjærer ned mot bakken, som vist på figur under. Denne rytmiske endringen i lydbildet kalles amplitudemodulasjon (AM). AM brukes også som begrep for andre typer endringer i lydbildet, såkalt unaturlig amplitudemodulasjon (UAM). Dette kan være forårsaket av blant annet spesielle atmosfæriske betingelser som temperatur og vindskjær. Med vindskjær menes forskjellen på trykk, temperatur og vindhastighet mellom vingetuppens øverste og nederste punkt i en rotasjon. UAM kan av og til føre til vesentlig økte støyvirkninger.*

«Hullene» i dagens støyretningslinje ift. vindkraftanlegg, gjør at nærliggende boliger kan få støybelastninger over grenseverdiene en beregner. I tillegg er beregningsmodeller for støy fra vindkraft basert på forhold i Europa, der en ikke forholder seg til vindkraftanlegg på topper, med «typisk norsk topografi» og boliger nede i dalfører. Begge disse forholdene presiserer behovet for å være svært konservativ i oppfølgingen av støyretningslinjen, og ved valg av parametere ved beregning av støy. Hvis ikke vil hensynene til folkehelsen ikke ivaretas i tråd med intensjonene i støyretningslinjen. Kommunen forventer at NVE i det videre viser tydelig hvordan befolkningen og folkehelsen ivaretas, gjennom klare føringer for endringer av utbyggingsplanene og i nye vedtak.

I veilederen til støyretningslinjen side 205 kapittel 7.8.7 Konsesjonsbehandling av støy i vindkraftsaker, står det:

*Støy fra vindkraftverk krever normalt ikke behandling av fylkesmannen i medhold av forurensingsloven, ettersom dette behandles av NVE i deres konsesjonsbehandling etter energiloven, med utgangspunkt i retningslinjen. Det bør være tett dialog mellom NVE og fylkesmannen i slike*

## VEDLEGG 1

saker, og da spesielt for de tilfeller der støyfølsom bebyggelse blir eksponert for høyere støyvirkning enn den anbefalte grenseverdien på Lden 45 dB. Dette må følges opp i den videre saksbehandlingen, da vi ikke ser at fylkesmannen har vært nok involvert i planleggingen eller ved endringer av anlegget.

### Avstand til vindkraftverk

I 2015 utførte Transportøkonomisk institutt (TØI) en [befolkningsundersøkelse på Lista](#), etter at beboerne klaget på støy fra vindkraftanlegget. Det var 90 personer som deltok og dette ga en respons på 38%. Undersøkelsen ble gjort blant beboere med adresse innenfor to kilometer fra nærmeste vindturbin (helårs- eller fritidsbolig). I sammendraget i rapporten står det:

*Enkle analyser viser at befolkningen på Lista er langt mer plaget enn støynivået alene skulle tilsi, og at de reagerer langt sterkere enn det internasjonale undersøkelsen indikerer. Det er spesielt pulserende svisjelyder fra rotorbladene, og lav motordur beboerne reagerer på. Ca. 60 prosent av de som svarte mener vindmøllene på Lista er visuelt skjemmende. Dette synes å bety så vidt mye for deres plagereaksjoner at plagenormene overstiges fra laveste desibel. Virkningskurver for støyplage utenfor bolig tilsier at støy fra vindmøller oppfattes som 17-18 dBA verre enn støy fra vegtrafikk, og at vindmøllene bør legges minst ca. 1 kilometer unna nærmeste bolig.*

I rapporten «[Støyutbredelse ved vindkraftverk med "typisk norsk" topografi](#)», utarbeidet av Meventus AS og Sinus AS, datert 2017, står det i sammendraget:

*NVE har fått utarbeidet en rapport om støyvirkninger for bebyggelse fra vindturbiner i typisk norsk terreng. Ifølge rapporten kan vindturbiner plassert i landskap med store høydeforskjeller, bart fjell og bebyggelse plassert i dalbunnene under vindturbinene gi andre støyvirkninger enn det som er normalt i flate landskap.*

For Vardafjell har NVE tillatt at det er hele 23 boliger med tilsammen 59 innbyggere, derav 16 barn, som ligger innenfor 1 km fra en turbin. Det bør være skjerpende for NVE sine vurderinger at det foreligger velbegrunna faglige vurderinger, fra en norsk undersøkelse for norske terrengforhold, bak en minste avstandsgrense på 1 km. Likedan bør NVE legge til grunn at området rundt Vardafjell nettopp faller inn under kategorien «typisk norsk topografi», der en må ta høyde for at støyvirkningene ikke kan beregnes nøyaktig.

Det er også grunn til å anta at langvarige erfaringer fra vindkraft i Tyskland gjør at en i Bayern har lagt seg på 10 ganger total turbinhøyde, som minsteavstand mellom turbin og bolig. Også Polen har siden 1. juli 2016 innført [avstandsregelen](#) på minimum 10 ganger turbinhøyden, til nærmeste bolig eller naturområde med stor verdi. For Vardafjell gir det en minsteavstand på 1,5 km til nærmeste bolig, dersom turbinhøyden er 150 meter. Det må legges til at resultatene fra den tidligere nevnte TØI-rapporten fra 2015 tilsier at en, med typisk norsk topografi (slik en nettopp har på og rundt Vardafjell), bør øke avstanden utover 1,5 km dersom en skal oppnå samme støyforhold ved boligene rundt Vardafjell som i Polen og Tyskland. Dette fordi en i Polen og Tyskland har mye mer mykt terreng, mer vegetasjon, få/ingen harde flater som reflekterer/forsterker/forflytter lyd og i liten grad har boliger i dalfører, slik en typisk har rundt Vardafjell.

## VEDLEGG 1

I tabellen nedenfor er det angitt antall boliger og beboere innenfor 800-2000 m fra en planlagt turbin på Vardafjell.

Avstand til turbin	Antall boliger	Sum beboere	Sum beboere under 18 år	Antall som burde vært varslet
800 m	11	25	5	20
900 m	16	46	12	34
1000 m	23	59	16	43
<b>1500 m</b>	<b>64</b>	<b>170</b>	<b>39</b>	<b>131</b>
2000 m	104	281	62	219

Kilde: Folkeregisterdata, august 2019

### Skyggekast

Kapittel 4.11 i NVE sitt dokument [Bakgrunn for vedtak - Vardafjell vindkraftverk](#) omhandler skyggekast og refleksblink. Om skyggekast står det:

*Dersom det gis konsesjon, vil NVE sette vilkår om at faktisk skyggekast ikke skal overstige åtte timer per år ved bygg med skyggekastfølsom bruk. (...) NVE vil imidlertid påpeke at skyggekastvirkningene vil være ubetydelige når avstanden til vindturbinen er over 1500 meter. Med en slik avstand vil rotorbladene bare dekke en liten del av solskiven, slik at skyggeeffekten blir minimal.*

*NVE konstaterer at det er beregnet faktisk skyggekast på over 8 timer per år ved 12 eiendommer, mens én eiendom ligger akkurat på grensen. (...) Ved en eventuell konsesjon vil NVE sette vilkår om at faktisk skyggekast ikke skal overstige 8 timer per år og/eller 30 minutter per dag ved bygg med skyggekastfølsom bruk. NVE vil vektlegge skyggekast for bebyggelse i den samlede vurderingen av tiltaket.*

Men dette er fortsatt ikke sikret i konsesjonsvilkårene, som må endres fra «bør» til «skal» når det gjelder vilkår for skyggekast – iht. NVE's egne [vilkår for godkjenning av detaljplan og MTA-plan](#). Med samme begrunnelse som for støy mener kommunen at det ikke kan aksepteres at det er avbøtende tiltak, som stans av turbiner, som skal sikre at vilkårene for skyggekast overholdes. Turbiner må plasseres slik at grenseverdiene ikke overskrides. Det er uholdbart at det i utkast til ny endringsøknad legges opp til at hele 10 boliger får skyggekastgaranti på 8 timer årlig, på tross av avbøtende tiltak, samtidig som ytterligere 10 boliger får skyggekast mellom 5-8 timer.

### **Friluftsliv og verdien av natur**

Kommuneoverlegen mener at konsekvensene for friluftsliv må ses på på ny for Vardafjell. Området er bynært, definert som stille område (<40 dBi), med fantastisk utsikt, flere tilrettelagte parkeringsplasser, med godt merka stinett og flere tilkomstmuligheter. Visualiseringer viser at turgåere vil komme til å se vindkraftverket fra nesten samtlige fjelltopper i kommunen. Noe som i stor grad påvirker opplevelsesverdien negativt, da man i dag opplever å ferdes i uberørt natur uten bevegelige eller blinkende tekniske inngrep. Krav til lyssetting er fortsatt ikke avklart, og utfallet kan potensielt ha stor negativ virkning på både natur-, friluftsliv-, livskvalitet og folkehelse.

[Forskning.no](#) publiserte 9. september 2019 en artikkel med tittelen «Hvor mye er et lite stykke Norge egentlig verdt og hva er verdien av naturopplevelser?» Gorm Kipperberg, miljøøkonom og førsteamanuensis ved Universitetet i Stavanger, har prøvd å finne ut av dette. Gjennom forskningsprosjektet COAST-BENEFIT har Kipperberg og kolleger blant annet beregnet, at et enkelt besøk på jærstrendene har en økonomisk verdi på omtrent 135 kroner. Videre har Kipperberg



## VEDLEGG 1

undersøkt hvordan vindturbiner i horisonten kan påvirke rekreasjonsverdiene til lokale turområder i Rogaland. – *Våre beregninger viser at en vindkraftpark reduserer rekreasjonsverdien med opptil 20 prosent. For eksempel i tilfellet Dalsnuten, et populært bynært turområde i Sandnes, ville dette innebære tapte verdier på mellom to og fem millioner hvert år, sier han. Dalsnuten har i snitt 550 besøkende daglig.*

Dette er store verditapstall med tanke på at Sandnes er hele regionens friluftsområde, og dermed har mange godt besøkte fjelltopper. Samtidig øker befolkningen i regionen, mens vindkraftverket skal oppta et viktig friluftsområde i hele 25 år.

## Tilleggsforklaring til «Rapport støyberegninger Vardafjell worst\_case 7 turbiner i avbøtende SO-modes»

Worst case-beregningene fra veilederen (M-128, rev aug. 2018) er ikke begrenset til hvilke modus turbinene kan kjøres i, men forteller om forholdene det skal kjøres for.

- Vindstyrke 8 m/s i 10 m høyde antas å være den verste vindhastigheten med tanke på støy og skal brukes i beregningene.
- Det antas at alle hus (støymottakere) alltid er direkte nedstrøms av alle turbinene hele tiden. Dette er ikke fysisk mulig, men vil i beregningene gi de høyeste støynivåene og skal derfor brukes.
- Det blåser alle timer av året.
- Støymottaker er satt på 4 m høyde over bakken.

Det er brukt støymodus for turbinene i worst case-beregningene i rapporten (KVT/MEH/2019/R132). Dette er som beskrevet i tilbudet jeg sendte dere, det eneste jeg har avviket fra der, som vi snakket om på telefon, er at jeg har latt være å skille på når på døgnet det kjøres støymodus; jeg har kjørt med støymodus hele døgnet. Dette er fordi jeg allerede da fikk hus med støynivå over grensen, og det å bare ha støymodus på natten ville ikke gjort det bedre.

Beregningene er kjørt med støydata for «serrated blades», eller taggende blader, og dette gir dermed ikke noe ekstra reduksjon i støy utover det som er tatt med i beregningene.

Rapporten ble kanskje litt utydelig på hvilke modus de ulike turbinene er kjørt i og hvilke kildestøy de dermed har. Jeg prøver igjen:

Turbin	Modus	Kildestøy
T1	SO2	102,7 dB(A)
T3	SO2	102,7 dB(A)
T5	SO3	101,0 dB(A)
T6	SO2	102,7 dB(A)
T7	PO1	106,0 dB(A)
T8	SO2	102,7 dB(A)
T9	PO2	106,0 dB(A)

Kildestøyen for hver av modusene er alle gitt for 11,2 m/s i navhøyde (91,5 m) som tilsvarer 8 m/s i 10 m høyde. Dermed er det ikke variasjon i vindhastighet som gir de forskjellige kildestøyene slik som det kanskje kunne høres ut som, men at de forskjellige modusene som turbinene kjøres i har ulik kildestøy.

Vi har ikke mulighet for å si hvor lenge de ulike støynivåene forekommer.

Støyverdiene som er overlevert av turbinleverandør er garanterte verdier. Etter forespørsel ble dette bekreftet i ettersendt dokument, under NDA.

Beregningene gir de forventede støynivåene, og vi har ikke fastsatt våre usikkerheter i forbindelse med disse. Usikkerhetene på 3 dB gitt i andre rapporter høres ikke urimelig ut.

Jeg sender ved shape-fil av støykartet hvor det er brukt de forskjellige SO-modusene (sound optimized). Det er også lagt ved kartutsnitt for de områdene nærmest gul sone hvor det er lettere å skille husene fra hverandre.

I tillegg er det lagt ved beregninger for støynivå når alle turbinene kjører i PO-modus (power optimized), da etter turbinoppsettet som er brukt i A01-caset i rapporten fra Akustikkonsulenten som dere tidligere har sendt lenke til:

Turbin	Modus	Kildestøy
T1	PO2	106,0 dB(A)
T3	PO2	106,0 dB(A)
T5	PO2	106,0 dB(A)
T6	PO2	106,0 dB(A)
T7	PO1	106,0 dB(A)
T8	PO2	106,0 dB(A)
T9	PO2	106,0 dB(A)

Alle vedlegg er samlet i en zip-fil.

Ta kontakt dersom dere har flere spørsmål, så skal jeg svare så godt jeg kan.

Med vennlig hilsen,

**Maria Enger Hoem**

Direct telephone: + 47 958 37 527

[maria.enger.hoem@norconsult.com](mailto:maria.enger.hoem@norconsult.com)

Kjeller Vindteknikk is a part of Norconsult from September 1.

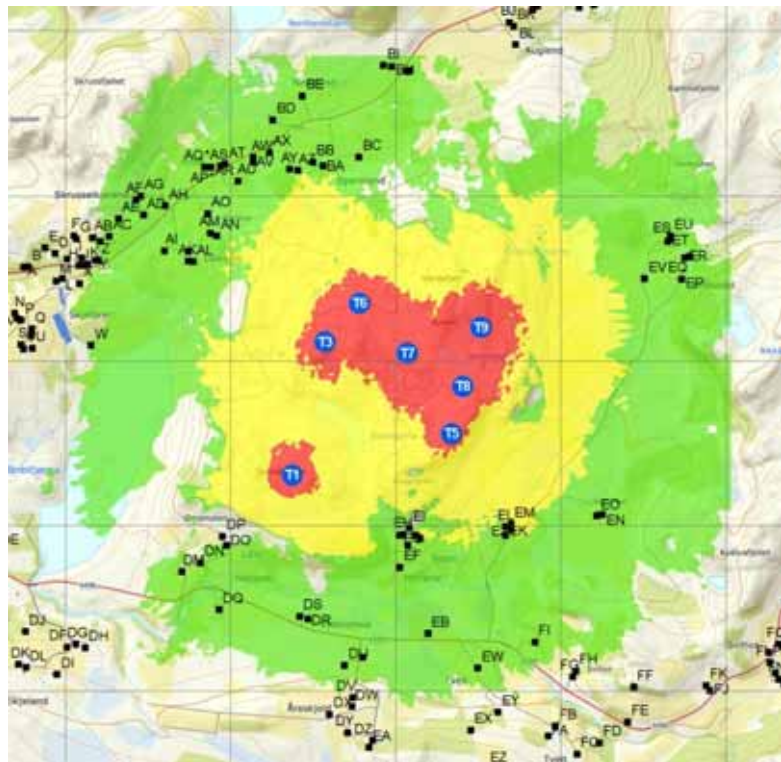
Our mail addresses are therefore @norconsult.com from now on.



# Vardafjell vindpark, Sandnes kommune, Rogaland

## Støyberegninger

Rapportnummer: KVT/MEH/2019/R132



Rapportnummer <b>KVT/MEH/2019/R132</b>	Dato 03.12.2019
Rapporttittel <b>Vardafjell vindpark, Sandnes kommune, Rogaland</b> <b>Støyberegninger</b>	Klassifisering Begrenset til kunde Utgave nummer 0
Kunde <b>Sandnes kommune</b>	Antall sider 15 + vedlegg
Kundens referanse <b>Robijne Verstegen</b>	Status Endelig
<p>Formål</p> <p>Formålet med denne rapporten er å beregne støynivåene generert av syv turbiner i Vardafjell vindpark i Sandnes kommune. Layouten består av 7 Vestas V117 turbiner med navhøyde på 91,5 m i forskjellige støyreduserende modus. Resultatene er gitt som tabeller for omkringliggende hus og som støykart for «worst case»-beregninger.</p> <p>Rapporten er kvalitetssikret og gjennomgått etter Kjeller Vindteknikk kvalitetsstyringssystem.</p>	
<p>Forbehold</p> <p>Denne rapporten er skrevet for kunden og med det formålet som går frem av tittelen. Kjeller Vindteknikk skal ikke holdes ansvarlig for 3dje parts bruk av denne rapporten, og en 3dje part skal derfor holde Kjeller Vindteknikk 100 % skadesløs ovenfor et hvert krav som måtte komme som en følge av bruk av denne rapporten.</p>	

Revisjonshistorie				
Utgave	Dato	Antall eksemplarer	Kommentar	Distribusjon
0	03.12.2019	Electronic	Endelig.	Pdf

	Navn	Digital signatur
Utført av	Maria Enger Hoem	
Kontrollert av	Adam Suleiman	
Godkjent av	Finn Nyhammer	

# Innholdsfortegnelse

---

<b>1</b>	<b>Sammendrag .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Støyberegninger .....</b>	<b>5</b>
2.1	METODE	5
2.2	INNGANGSDATA	6
2.3	RESULTATER	11
<b>3</b>	<b>Referanser .....</b>	<b>15</b>
	<b>Appendix A: WindPRO utskrifter for "Worst case"-beregninger .....</b>	<b>16</b>

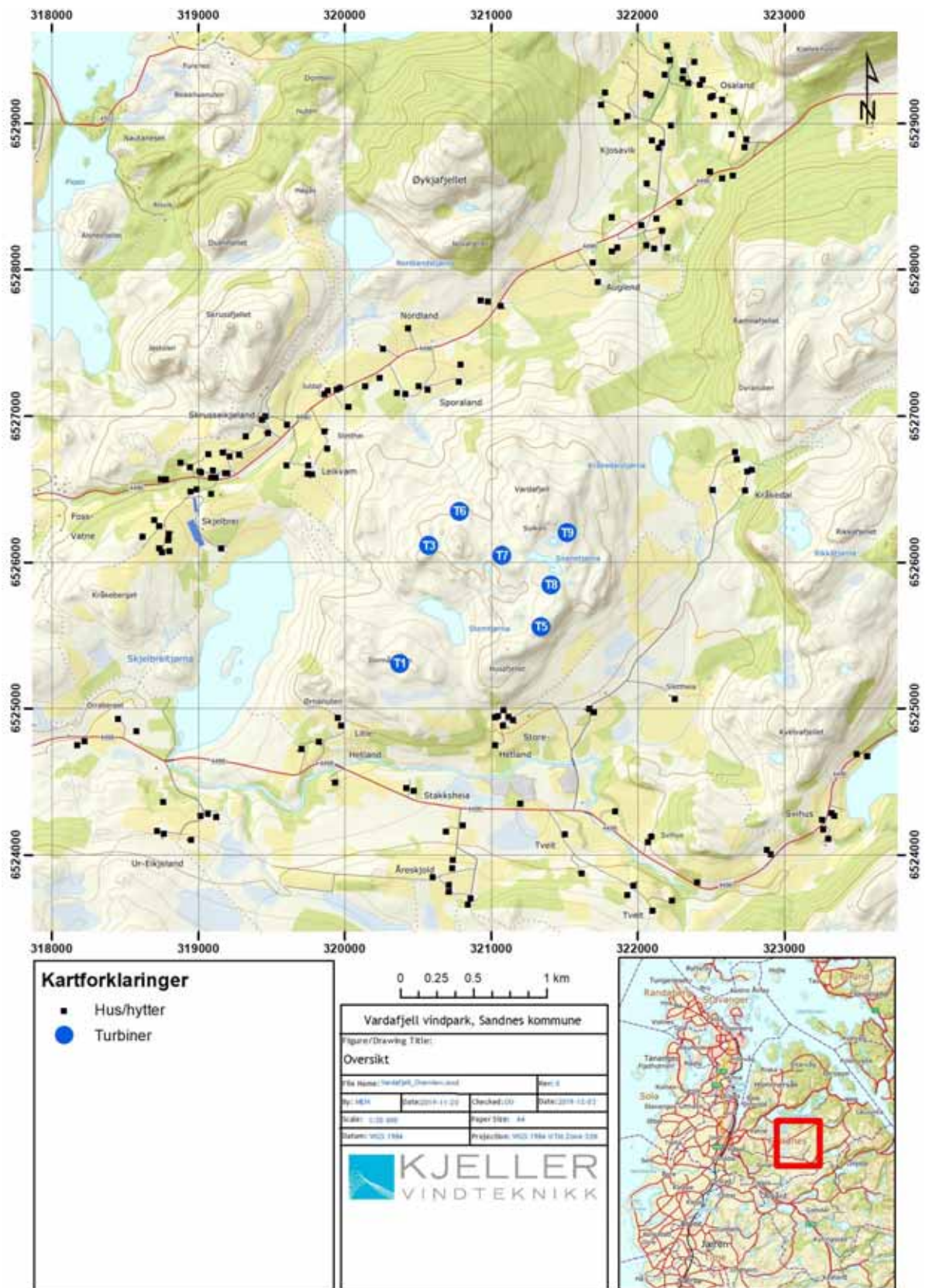
# 1 Sammendrag

---

Støynivåene generert fra syv turbiner i Vardafjell vindpark er beregnet og presentert som tabeller og støykart i denne rapporten. Layouten består av 7 V117 turbiner med navhøyde på 91,5 m. Turbinene er antatt å kjøre i forskjellige støyreducerende modus med kildestøy mellom 101,0 dB(A) og 106,0 dB(A) for vindhastighet 8 m/s i 10 m høyde, tilsvarende 11,2 m/s i 91,5 m høyde. Turbinen er med «serrated blades», taggede blader, som gir redusert støy ved å redusere virvlingene bak turbinbladene.

«Worst case»-beregninger er utført og følger retningslinjene gitt i T-1442/2016 og hvor det er tatt med ruhetskart og terrengetypekart for området med i beregningene.

Støykartene viser grønn, gul og rød støysone henholdsvis tilsvarende  $< 40 \text{ dB(A)} L_{\text{DEN}}$ ,  $45 - 55 \text{ dB(A)} L_{\text{DEN}}$  og  $> 55 \text{ dB(A)} L_{\text{DEN}}$ , og det er ett bygg som overskrider grensen på  $L_{\text{DEN}} 45 \text{ dB(A)}$ .



Figur 1-1: Oversikt over Vardafjell vindpark med 7 turbiner.



## 2 Støyberegninger

### 2.1 Metode

Støyberegningene er utført ved bruk av NORD2000 modulen i WindPRO 3.3.274 (EMD, 2019). Dette er en avansert metode originalt utviklet for veitrafikkstøy, men som i senere år har blitt brukt også for vindturbinestøy. Modellen tar hensyn til topografi, terrengoverflatens egenskaper, frekvensspektrum og meteorologiske parametere.

Ifølge gjeldende retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging, T-1442/2016 definert av Klima- og miljødepartementet, skal alle beregninger av støy fra vindturbiner utføres med en vindhastighet på 8 m/s i 10 m høyde (Miljødirektoratet, 2018) (Klima- og Miljødepartementet, 2016). Grunnen til dette er at støynivået fra turbinene normalt oppfattes som sterkest ved denne hastigheten. Ved høyere hastigheter er ofte bakgrunnsstøyen høyere enn støyen fra turbinene og vil dermed dominere støybildet. Dersom andre vindhastigheter fører til mer støy enn 8 m/s i 10 m høyde skal dette tas med i beregningene.

Retningslinjen T-1442 definerer to ulike soner for støynivå:

- **Rød sone.** Sonen nærmest støykilden. Sonen angir et område som ikke er egnet til støyfølsomme bruksformål. Ifølge retningslinjene i T-1442/2016 (Klima- og Miljødepartementet, 2016) er grensen for rød sone  $L_{DEN}$  på 55 dB(A).
- **Gul sone.** Sonen ligger lengre vekk fra støykilden enn rød sone. Dette er en vurderingssone i forhold til aktivitet, og kan godtas dersom avbøtende tiltak gir tilfredsstillende forhold. Ifølge T-1442/2016 (Klima- og Miljødepartementet, 2016) er grensen for gul sone  $L_{DEN}$  på 45 dB(A).

Støyparameteren  $L_{DEN}$  er definert som beregnet årsmidlet støynivå med ulik vektning for dag, kveld og natt (Day-Evening-Night). Tid om kvelden (19-23) gir en 5 dB(A) vektingsfaktor, mens om natten (23-07) er det en 10 dB(A) vektingsfaktor. Når man beregner seg fra uvektet midlet nivå til  $L_{DEN}$  vil det gi en økning på 6,4 dB(A) på verdiene.

Beskrivelsen av metoden over samsvarer med metoden til «Worst case»-beregningene som er dem det legges hovedvekt på ved avgjørelser angående støy rundt vindturbiner (Miljødirektoratet, 2018).

## 2.2 Inngangsdata

Støyberegningene er utført for en layout med 7 turbiner av typen Vestas V117 hvor 6 av dem har effekt på 4,3 MW og 1 har effekt på 4,2 MW (T7 i Figur 1-1). Hovedegenskapene ved layoutet er oppsummert i Tabell 2-1. I støyredusert modus er effekten til turbinene 4,0 MW.

Tabell 2-1: Hovedegenskaper ved layouten brukt i denne studien.

WTG	Turbintype	Nominell effekt	Effektkurve-modus	Rotordiameter	Navhøyde
T1	V117	4,0 MW	SO2	117 m	91,5 m
T3	V117	4,0 MW	SO2	117 m	91,5 m
T5	V117	4,0 MW	SO3	117 m	91,5 m
T6	V117	4,0 MW	SO2	117 m	91,5 m
T7	V117	4,2 MW	PO1	117 m	91,5 m
T8	V117	4,0 MW	SO2	117 m	91,5 m
T9	V117	4,3 MW	PO2	117 m	91,5 m

Tabell 2-2 viser en oversikt over inngangsdataene som inngår i «Worst case»-beregningene som er beskrevet i avsnittet over. Beregningene er gjort for alle turbinene samtidig slik at det er den totale turbinestøyen som er beregnet. Beregningene er gjort med forskjellige støymodus på turbinene, men med støymodus på hele døgnet.

Tabell 2-2: Inngangsdata for støyberegningene.

Parameter	Verdi
Retningslinjer	T-1442/2016
Høydeforskjeller	5 m høydekoter fra SOSI-filer
Vindhastighet ved navhøyde	11,2 m/s
Kildestøysnivå ved gitt vindhastighet	106,0 / 106,0 / 102,7 / 101,0 dB(A)
Støymodus	PO2 / PO1 / SO2 / SO3
Antatt operasjonell tid	8760 timer/år
Høyde på støymottakere	4 m
Grenseverdi for gul sone	45 dB(A) L <sub>DEN</sub>
Terrengoverflate	Terrengtypekart og ruhetskart
Relativ fuktighet	70 %
Lufttemperatur i 2 m høyde	15 °C
Stabilitetsparametere	Night; Clear sky

1/3-oktav data brukt i analysen kommer fra dokument *DMS 0067-7587 V02* (03.12.2017) og *DMS 0081-4480\_00* (17.12.2018) tilsendt fra turbinleverandøren. Disse verdiene er garanterte verdier dersom turbinene følger effektkurvene sine ifølge *Annex 4.01.17 Wind Turbine Warranted Acoustic Emissions* (mottatt 27.11.2019 fra Kalle Hesstvedt). Effektkurvene er dokumentert i *0079-4203.V01* (21.01.2019) og *0067-7063 V05* (10.09.2018). Alle disse dokumentene er mottatt under en NDA med turbinleverandøren og kan derfor ikke gjengis i rapporten.

Støyberegningene utført med NORD2000 inkluderer ruhetskart og terrengetypekart, se Figur 2-1 og Figur 2-2. Ruheten justerer vindprofilen over terrenget og vil ha indirekte påvirkning på spredningen av støy ved at vinden bøyer lydbølgene. Ruhetslengden til terrenget i området rundt vindparken er hovedsakelig satt til 0,03 m som tilsvarer åpent terreng med lite hindringer. Det er også noen områder med dyrket jord hvor ruhetslengden er satt til 0,1 m, områder med skog er satt til ruhetslengde 0,4 m, og vann er satt til 0,0 m.

For støyberegningene har terrengetypen større innvirkning på resultatene enn ruheten til terrenget, og da særlig i områdene nærme de støysensitive lokasjonene nedstrøms av turbinene. Området direkte rundt vindparken er satt til terrengetype F som tilsvarer fjell og stein. Ellers er området dekket av mye beitemark og avlingsområder som er satt til terrengetype D, eller områder med noe hardere grunn som er betegnet med terrengetype E. Områdene med skog er satt til terrengetype B, mens vann er satt til type G. Oversikt over terrengetypene og deres hardhetsverdi er oppsummert i Tabell 2-3. Det er gjort tester på terrengetyper for å se på sensitiviteten i resultatene som vil bli diskutert senere i rapporten.

Tabell 2-3: Oversikt over terrengetyper og tilhørende hardhetsverdi brukt i beregninger i NORD2000 i WindPRO.

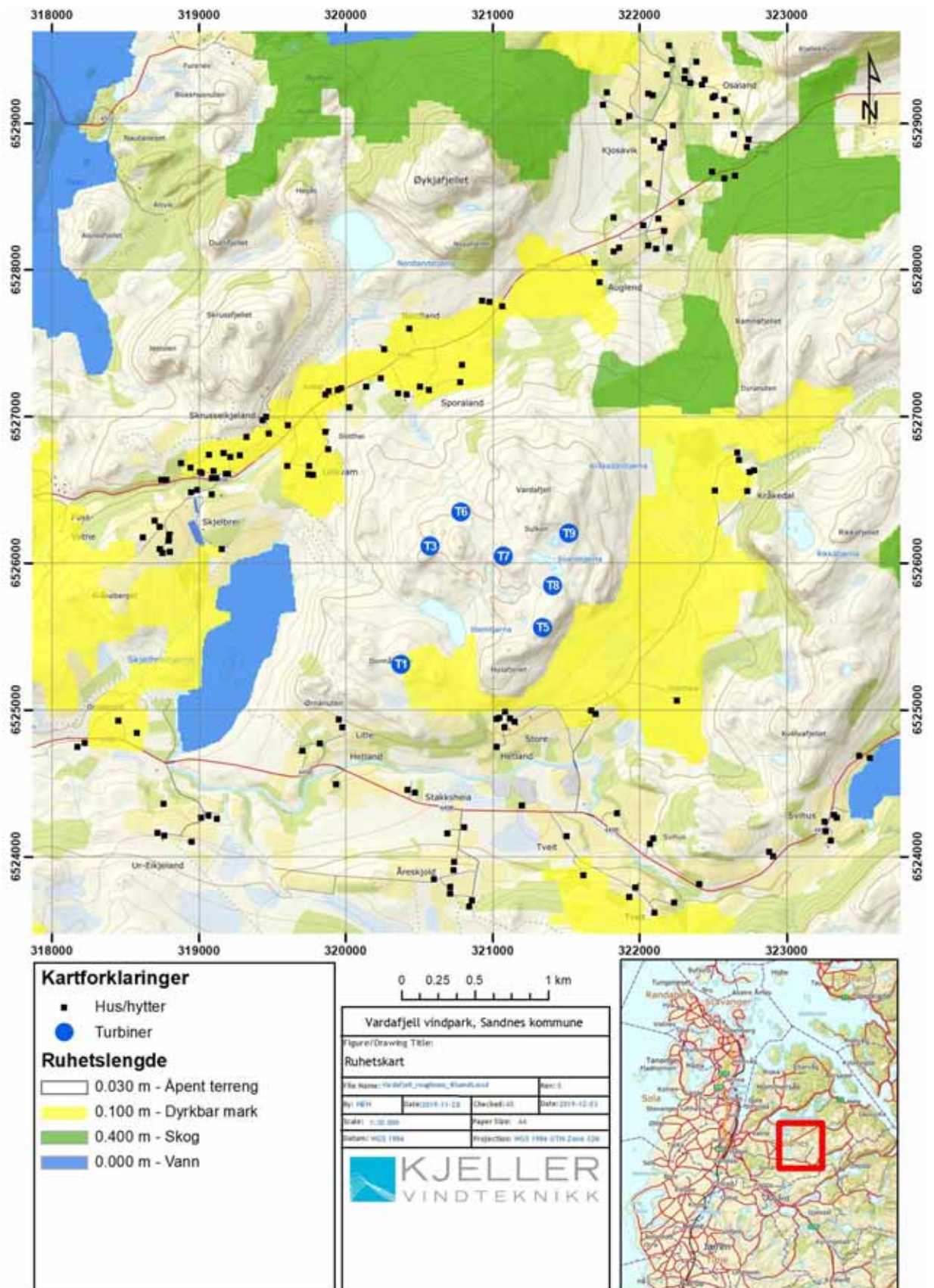
Type	Beskrivelse	Hardhetsverdi
A	Snø	12,5
B	Skog, lyng	31,5
C	Avlingsfelt sommer, gress (mykt)	80
D	Avlingsfelt vår og høst, gress (normal)	200
E	Avlingsfelt vinter, gress (kompakt)	500
F	By, frossen bakke, stein	2 000
G	Vann, is, betong, asfalt	20 000

Høydekonturene er mottatt i form av SOSI-filer fra Sandnes kommune (mottatt 28.11.2019) og er brukt med 5 m høydekoter. Dermed er topografien for området i og rundt vindparken tatt med i beregningene med relativt høy detaljeringsgrad og høyden over havet ved plasseringen til turbinene samsvarer bra med høydene fra Norgeskart.no, se Tabell 2-4 og Figur 2-3.

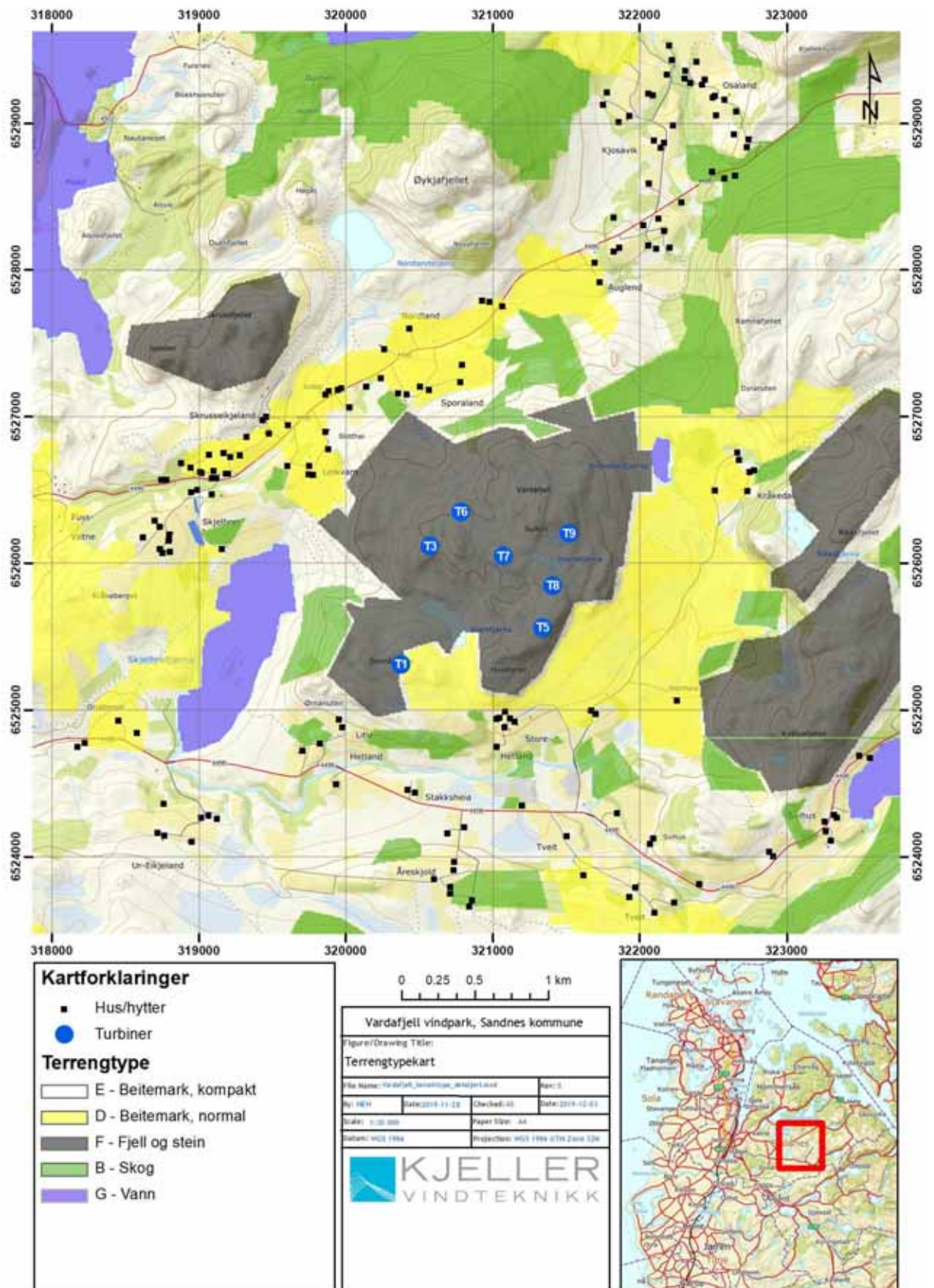
Tabell 2-4: Turbinenes plassering og bakkepunktets høyde over havet.

Turbin	Øst (UTM 32-N)	Nord (UTM 32-N)	Bakkens høyde over havet i beregningene	Bakkens høyde over havet fra Norgeskart.no
T1	320 377	6 525 309	278,1	278,1
T3	320 572	6 526 115	315,0	315,4
T5	321 340	6 525 559	347,3	347,1
T6	320 783	6 526 348	296,7	296,9
T7	321 074	6 526 045	329,8	329,9
T8	321 406	6 525 846	333,4	334,5
T9	321 520	6 526 202	349,2	347,9

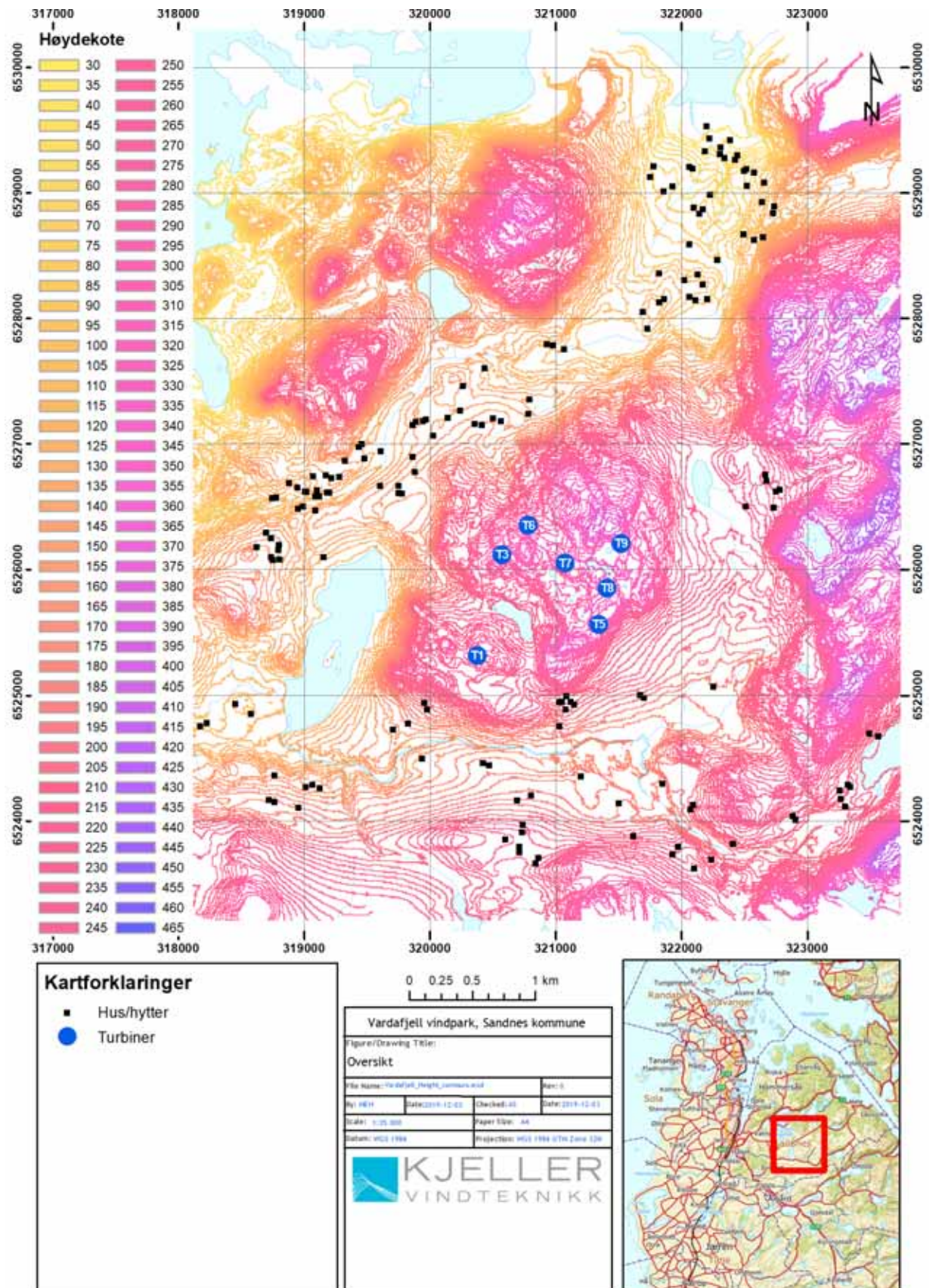
De meteorologiske parameterne er valgt i samsvar med WindPRO sine anbefalinger til standard parametere. Det er gjort sensitivitetsanalyse på valg av temperatur etter et eksempel på beregninger for typisk norsk topografi (Meventus AS, Sinus AS, 2017) hvor det brukes 10 °C istedenfor 15 °C, hvor resultatene blir diskutert senere i rapporten. De øvrige valgte parameterne antas å være representative for norske forhold og gir konservative estimeringer av støynivåene ved de mest sensitive situasjonene; utendørs, eller innendørs med åpne vinduer, på kvelden og natten om sommeren. Støynivåene vil generelt sett øke noe med synkende temperatur og økende luftfuktighet.



Figur 2-1: Ruhetskart for området rundt Vardafjell vindpark i Sandnes kommune.



Figur 2-2: Terrengtypekart for området rundt Vardafjell vindpark i Sandnes kommune.



Figur 2-3: Høydekoter med 5 m avstand for området rundt Vardafjell vindpark. Hentet fra kundens SOSI-filer.

## 2.3 Resultater

Støykartet for området rundt Vardafjell vindpark er vist i Figur 2-4. Ved å følge avrundingsreglene gitt i Miljødirektoratets veileder (Miljødirektoratet, 2018), gjengitt under, er det kun ett bygg som overskrider  $L_{DEN}$  45 dB(A) grensen; bygg EM, se Tabell 2-5.

Avrundingsregel:

Avrundingen blir gjort på første siffer rett etter kommaet. Dersom sifferet er 0, 1, 2, 3 eller 4 rundes det ned, mens dersom sifferet er 5, 6, 7, 8 eller 9 rundes det opp.

Eksempel: 54,499 = 54

54,511 = 55

Dersom man i beregningene nedjusterer temperaturen på luften fra 15 °C til 10 °C vil nivåene øke med mellom 0,1 og 0,7 dB  $L_{DEN}$  for husene rundt Vardafjell vindpark. Denne økningen vil i snitt være ca 0,4 dB. Med 10 °C som temperatur i beregningene vil det være ytterligere 2 hus som overskrider grensen; AZ og EL.

Dersom forutsetninger for terrenntypen endres for områdene med normal beitemark til kompakt beitemark i Figur 2-2 for å legge større vekt på forholdene i vinterhalvåret, endrer beregnet støynivå seg mellom å synke med -0,1 dB og øke med opp til 0,7 dB. Worst case-beregningene bruker da de hardere terrenntypene gjennom hele året. Om vinteren vil det også kunne forekomme snø som i henhold til Tabell 2-3 har den laveste hardheten av terrenntypene, noe som vil kunne forårsake lavere støyverdier igjen. Dermed er det ikke sikkert at støynivåene vil øke om vinteren.

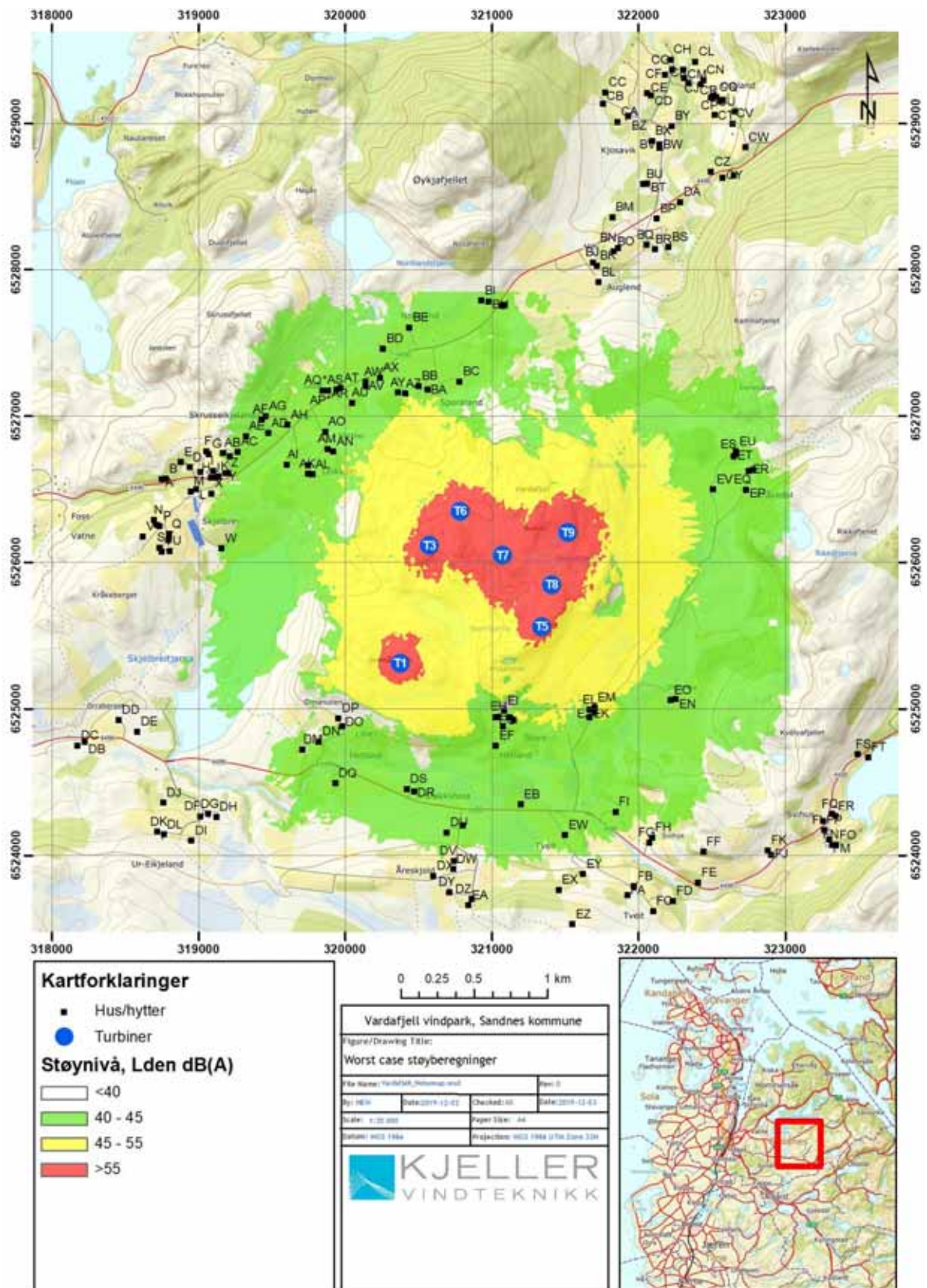
Tabell 2-5: Oversikt over husene i området rundt Vardafjell vindpark som er tatt med i beregningene, med koordinater og  $L_{DEN}$  verdier.

Bygg	Ø	N	$L_{DEN}$ dB(A)	Bygg	Ø	N	$L_{DEN}$ dB(A)
A	318 747	6 526 569	38	CK	322 343	6 529 280	32
B	318 775	6 526 571	38	CL	322 387	6 529 424	31
C	319 010	6 526 620	39	CM	322 425	6 529 269	32
D	318 939	6 526 652	39	CN	322 443	6 529 299	31
E	318 877	6 526 686	39	CO	322 495	6 529 178	33
F	319 053	6 526 760	39	CP	322 514	6 529 193	33
G	319 070	6 526 741	39	CQ	322 532	6 529 182	33
H	319 085	6 526 582	39	CR	322 557	6 529 158	33
I	319 097	6 526 625	40	CS	322 576	6 529 162	33
J	319 115	6 526 579	40	CT	322 519	6 529 061	33
K	319 136	6 526 589	40	CU	322 658	6 529 082	33
L	318 983	6 526 500	39	CV	322 641	6 529 001	33
M	318 945	6 526 486	38	CW	322 731	6 528 839	34
N	318 695	6 526 290	38	CX	322 649	6 528 647	34
O	318 715	6 526 258	37	CY	322 575	6 528 629	33
P	318 734	6 526 247	38	CZ	322 495	6 528 672	33
Q	318 798	6 526 194	39	DA	322 283	6 528 464	35
R	318 795	6 526 154	38	DB	318 221	6 524 778	34
S	318 733	6 526 101	38	DC	318 173	6 524 753	34
T	318 749	6 526 073	38	DD	318 453	6 524 927	35
U	318 800	6 526 079	39	DE	318 579	6 524 848	36
V	318 619	6 526 178	37	DF	319 011	6 524 268	38
W	319 156	6 526 096	40	DG	319 063	6 524 285	38
X	319 087	6 526 471	39	DH	319 120	6 524 264	38
Y	319 181	6 526 611	40	DI	318 950	6 524 103	37
Z	319 200	6 526 612	41	DJ	318 761	6 524 362	37
AA	319 213	6 526 726	40	DK	318 718	6 524 163	36
AB	319 168	6 526 749	40	DL	318 762	6 524 145	37
AC	319 268	6 526 756	41	DM	319 707	6 524 725	40
AD	319 474	6 526 884	42	DN	319 820	6 524 779	39
AE	319 323	6 526 863	41	DO	319 977	6 524 884	42
AF	319 430	6 526 978	41	DP	319 951	6 524 939	29
AG	319 457	6 527 000	41	DQ	319 933	6 524 495	43
AH	319 606	6 526 941	41	DR	320 470	6 524 440	43
AI	319 600	6 526 668	43	DS	320 419	6 524 455	43
AJ	319 748	6 526 664	44	DT	320 803	6 524 206	42
AK	319 745	6 526 607	43	DU	320 692	6 524 158	41
AL	319 777	6 526 603	43	DV	320 740	6 523 964	39
AM	319 881	6 526 776	44	DW	320 737	6 523 908	39
AN	319 918	6 526 759	44	DX	320 599	6 523 860	39
AO	319 863	6 526 893	43	DY	320 709	6 523 750	38
AP*	319 845	6 527 175	42	DZ	320 863	6 523 703	37
AQ*	319 845	6 527 175	42	EA	320 841	6 523 661	37
AR	319 882	6 527 175	41	EB	321 197	6 524 351	43
AS	319 941	6 527 181	41	EC	321 147	6 524 925	45
AT	319 967	6 527 192	42	ED	321 117	6 524 944	45
AU	320 048	6 527 092	43	EE	321 078	6 524 886	45
AV	320 138	6 527 206	42	EF	321 027	6 524 753	44
AW	320 138	6 527 234	43	EG	321 026	6 524 944	41
AX	320 238	6 527 263	44	EH	321 044	6 524 950	42
AY	320 359	6 527 162	45	EI	321 084	6 524 991	40
AZ	320 410	6 527 154	45	EJ	321 700	6 524 979	45
BA	320 562	6 527 183	45	EK	321 668	6 524 944	44
BB	320 501	6 527 207	44	EL	321 668	6 524 998	45



BC	320 778	6 527 236	43	EM	321 701	6 525 013	46
BD	320 256	6 527 461	42	EN	322 253	6 525 070	43
BE	320 437	6 527 607	41	EO	322 221	6 525 062	43
BF	321 071	6 527 753	42	EP	322 735	6 526 495	43
BG	321 086	6 527 763	41	EQ	322 782	6 526 635	43
BH	320 976	6 527 784	42	ER	322 752	6 526 626	43
BI	320 927	6 527 791	42	ES	322 664	6 526 739	41
BJ	321 691	6 528 053	38	ET	322 651	6 526 725	41
BK	321 716	6 528 030	38	EU	322 667	6 526 758	41
BL	321 726	6 527 917	39	EV	322 510	6 526 499	44
BM	321 823	6 528 360	37	EW	321 501	6 524 140	41
BN	321 862	6 528 152	38	EX	321 457	6 523 765	39
BO	321 831	6 528 126	37	EY	321 622	6 523 873	39
BP	322 125	6 528 351	36	EZ	321 549	6 523 531	37
BQ	322 056	6 528 172	37	FA	321 925	6 523 730	38
BR	322 112	6 528 142	37	FB	321 968	6 523 790	39
BS	322 206	6 528 156	37	FC	322 102	6 523 620	37
BT	322 061	6 528 593	35	FD	322 236	6 523 689	38
BU	322 031	6 528 588	35	FE	322 406	6 523 815	34
BV	322 142	6 528 837	34	FF	322 445	6 524 026	39
BW	322 144	6 528 859	34	FG	322 073	6 524 090	40
BX	322 094	6 528 883	34	FH	322 093	6 524 123	39
BY	322 227	6 528 986	33	FI	321 845	6 524 298	41
BZ	321 930	6 529 055	34	FJ	322 905	6 524 006	29
CA	321 857	6 529 013	34	FK	322 884	6 524 036	27
CB	321 759	6 529 138	34	FL	323 267	6 524 174	29
CC	321 775	6 529 214	33	FM	323 303	6 524 112	29
CD	322 086	6 529 194	32	FN	323 320	6 524 074	29
CE	322 060	6 529 208	32	FO	323 348	6 524 073	31
CF	322 183	6 529 334	32	FP	323 261	6 524 238	32
CG	322 232	6 529 368	32	FQ	323 322	6 524 286	27
CH	322 219	6 529 439	31	FR	323 343	6 524 270	28
CI	322 307	6 529 368	31	FS	323 497	6 524 694	15
CJ	322 311	6 529 311	32	FT	323 567	6 524 673	15

\* Samme hus er lagt inn 2 ganger i beregningene.



Figur 2-4: Støykart for “worst case”-beregninger. Syv turbiner av typen V117 støyreducerendemodus.

### 3 Referanser

---

- EMD. (2019). *windPRO 3.3 User Manual*; <http://help.emd.dk/knowledgebase/>. EMD International AS.
- Klima- og Miljødepartementet. (2016). *Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging; T-1442/2016*.
- Meventus AS, Sinus AS. (2017). *Støyutbredelse ved vindkraftverk med "typisk norsk" topografi*. NVE.
- Miljødirektoratet. (2018). *Veileder til retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442/2016)*.

# Appendix A: WindPRO utskrifter for “Worst case”-beregninger

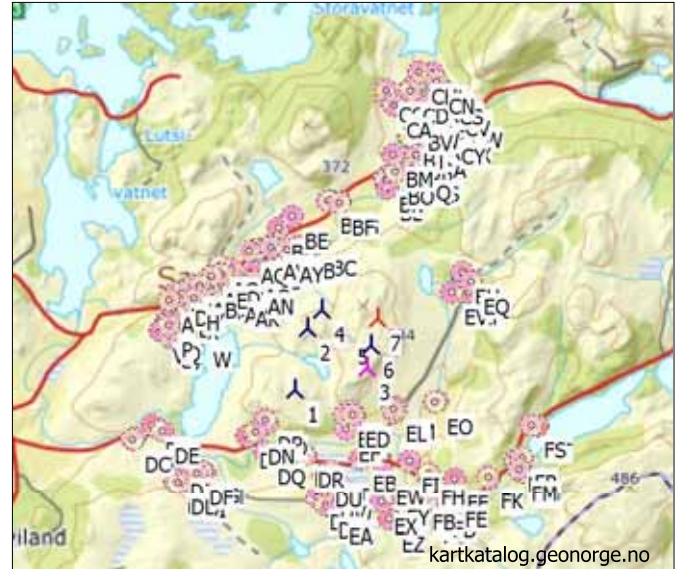
---

## NORD2000 - Main Result

**Calculation:** Vardafjell, 7 x V117 WTGs, Worst Case, SO modes

### Assumptions

<b>Weather stability</b>	
Relative humidity	70.0 %
Air temperature	15.0 °C
Height for air temperature	2.0 m
Stability parameters	Night; Clear sky
Inverse Monin Obukhov length	0.0100
Temperature scale T*	0.0500
<b>Terrain</b>	
Elevation based on object	
Height Contours: From SOSI	
Roughness based on area object	
Ruht	
Terrain type based on area object	
Terrengtyper - detaljert fra flyfoto	
Month for calculation	January
<b>Wind speed criteria</b>	
Uniform wind speed at 10 m agl.	
Wind speed	Max noise wind speed
Max noise wind speed	All receptors downwind
Wind direction	4.0 m
Height above ground level for receiver	
Wind speed has been extrapolated to calculation height using IEC profile shear (z0 = 0.05m)	
No stability correction	6.004
Version	



All coordinates are in  
UTM (north)-ETRS89 Zone: 32

### WTGs

	Easting	Northing	Z	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Setting	Noise data	
					Valid	Manufact.	Type-generator					Creator	Name
1	320377	6525309	278.1	VESTAS V117-4.2MW/4.3...	Yes	VESTAS	V117-4.2MW/4.3MW-4300	4300	117.0	91.5	Day	USER	V117-4.0MW SO2 serrated blades
			[m]								Evening	USER	V117-4.0MW SO2 serrated blades
											Night	USER	V117-4.0MW SO2 serrated blades
2	320572	6526115	315.0	VESTAS V117-4.2MW/4.3...	Yes	VESTAS	V117-4.2MW/4.3MW-4300	4300	117.0	91.5	Day	USER	V117-4.0MW SO2 serrated blades
											Evening	USER	V117-4.0MW SO2 serrated blades
											Night	USER	V117-4.0MW SO2 serrated blades
3	321340	6525559	347.3	VESTAS V117-4.2MW/4.3...	Yes	VESTAS	V117-4.2MW/4.3MW-4300	4300	117.0	91.5	Day	USER	V117-4.0MW SO3 serrated blades
											Evening	USER	V117-4.0MW SO3 serrated blades
											Night	USER	V117-4.0MW SO3 serrated blades
4	320783	6526348	296.7	VESTAS V117-4.2MW/4.3...	Yes	VESTAS	V117-4.2MW/4.3MW-4300	4300	117.0	91.5	Day	USER	V117-4.0MW SO2 serrated blades
											Evening	USER	V117-4.0MW SO2 serrated blades
											Night	USER	V117-4.0MW SO2 serrated blades
5	321074	6526045	329.8	VESTAS V117-4.2MW/4.3...	Yes	VESTAS	V117-4.2MW/4.3MW-4300	4300	117.0	91.5	Day	USER	V117-4.2MW PO1 serrated blades
											Evening	USER	V117-4.2MW PO1 serrated blades
											Night	USER	V117-4.2MW PO1 serrated blades
6	321406	6525846	333.4	VESTAS V117-4.2MW/4.3...	Yes	VESTAS	V117-4.2MW/4.3MW-4300	4300	117.0	91.5	Day	USER	V117-4.0MW SO2 serrated blades
											Evening	USER	V117-4.0MW SO2 serrated blades
											Night	USER	V117-4.0MW SO2 serrated blades
7	321520	6526202	349.2	VESTAS V117-4.2MW/4.3...	Yes	VESTAS	V117-4.2MW/4.3MW-4300	4300	117.0	91.5	Day	USER	V117-4.3MW PO2 serrated blades
											Evening	USER	V117-4.3MW PO2 serrated blades
											Night	USER	V117-4.3MW PO2 serrated blades

## Calculation Results

### Sound level

No.	Name	Easting	Northing	Z	Imission height [m]	Demands Noise [dB(A)]	Sound level From WTGs [dB(A)]	Demands fulfilled? Noise [dB(A)]
A	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (197)	318747	6526569	105.0	4.0	45.0	37.6	Yes
	A Day						31.2	
	A Evening						31.2	
	A Night						31.2	
B	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (198)	318775	6526571	106.6	4.0	45.0	38.0	Yes
	B Day						31.6	
	B Evening						31.6	
	B Night						31.6	
C	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (199)	319010	6526620	115.3	4.0	45.0	38.8	Yes
	C Day						32.4	
	C Evening						32.4	

To be continued on next page...

## NORD2000 - Main Result

**Calculation:** Vardafjell, 7 x V117 WTGs, Worst Case, SO modes

...continued from previous page

Noise sensitive area						Demands	Sound level	Demands fulfilled?
No.	Name	Easting	Northing	Z	Imission height	Noise	From WTGs	Noise
				[m]	[m]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]
	C Night						32.4	
	D Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (200)	318939	6526652	112.8	4.0	45.0	38.5	Yes
	D Day						32.1	
	D Evening						32.1	
	D Night						32.1	
	E Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (201)	318877	6526686	117.4	4.0	45.0	38.5	Yes
	E Day						32.1	
	E Evening						32.1	
	E Night						32.1	
	F Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (202)	319053	6526760	130.0	4.0	45.0	38.9	Yes
	F Day						32.5	
	F Evening						32.5	
	F Night						32.5	
	G Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (203)	319070	6526741	130.0	4.0	45.0	39.0	Yes
	G Day						32.6	
	G Evening						32.6	
	G Night						32.6	
	H Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (204)	319085	6526582	117.4	4.0	45.0	39.4	Yes
	H Day						33.1	
	H Evening						33.1	
	H Night						33.1	
	I Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (205)	319097	6526625	130.0	4.0	45.0	39.5	Yes
	I Day						33.1	
	I Evening						33.1	
	I Night						33.1	
	J Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (206)	319115	6526579	119.0	4.0	45.0	39.6	Yes
	J Day						33.2	
	J Evening						33.2	
	J Night						33.2	
	K Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (207)	319136	6526589	120.0	4.0	45.0	39.8	Yes
	K Day						33.4	
	K Evening						33.4	
	K Night						33.4	
	L Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (208)	318983	6526500	122.2	4.0	45.0	38.6	Yes
	L Day						32.2	
	L Evening						32.2	
	L Night						32.2	
	M Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (209)	318945	6526486	123.7	4.0	45.0	38.3	Yes
	M Day						31.9	
	M Evening						31.9	
	M Night						31.9	
	N Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (210)	318695	6526290	145.7	4.0	45.0	37.5	Yes
	N Day						31.1	
	N Evening						31.1	
	N Night						31.1	
	O Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (211)	318715	6526258	149.7	4.0	45.0	37.2	Yes
	O Day						30.8	
	O Evening						30.8	
	O Night						30.8	
	P Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (212)	318734	6526247	150.0	4.0	45.0	37.5	Yes
	P Day						31.1	
	P Evening						31.1	
	P Night						31.1	
	Q Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (213)	318798	6526194	150.0	4.0	45.0	38.6	Yes
	Q Day						32.2	
	Q Evening						32.2	
	Q Night						32.2	
	R Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (214)	318795	6526154	150.0	4.0	45.0	38.2	Yes
	R Day						31.8	
	R Evening						31.8	
	R Night						31.8	
	S Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (215)	318733	6526101	154.4	4.0	45.0	38.4	Yes
	S Day						32.0	

To be continued on next page...

## NORD2000 - Main Result

**Calculation:** Vardafjell, 7 x V117 WTGs, Worst Case, SO modes

...continued from previous page

Noise sensitive area				Imission height [m]	Demands Noise [dB(A)]	Sound level From WTGs [dB(A)]	Demands fulfilled? Noise [dB(A)]
No.	Name	Easting	Northing				
	S Evening					32.0	
	S Night					32.0	
	T Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (216)	318749	6526073	152.5	4.0	38.4	Yes
	T Day					32.0	
	T Evening					32.0	
	T Night					32.0	
	U Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (217)	318800	6526079	148.2	4.0	38.8	Yes
	U Day					32.4	
	U Evening					32.4	
	U Night					32.4	
	V Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (218)	318619	6526178	156.4	4.0	37.1	Yes
	V Day					30.7	
	V Evening					30.7	
	V Night					30.7	
	W Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (219)	319156	6526096	117.7	4.0	39.9	Yes
	W Day					33.5	
	W Evening					33.5	
	W Night					33.5	
	X Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (220)	319087	6526471	131.2	4.0	39.2	Yes
	X Day					32.9	
	X Evening					32.9	
	X Night					32.9	
	Y Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (221)	319181	6526611	125.0	4.0	40.0	Yes
	Y Day					33.6	
	Y Evening					33.6	
	Y Night					33.6	
	Z Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (222)	319200	6526612	126.7	4.0	40.6	Yes
	Z Day					34.2	
	Z Evening					34.2	
	Z Night					34.2	
	AA Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (223)	319213	6526726	135.9	4.0	40.2	Yes
	AA Day					33.8	
	AA Evening					33.8	
	AA Night					33.8	
	AB Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (224)	319168	6526749	135.0	4.0	39.9	Yes
	AB Day					33.5	
	AB Evening					33.5	
	AB Night					33.5	
	AC Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (225)	319268	6526756	139.4	4.0	40.6	Yes
	AC Day					34.2	
	AC Evening					34.2	
	AC Night					34.2	
	AD Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (226)	319474	6526884	132.7	4.0	41.6	Yes
	AD Day					35.2	
	AD Evening					35.2	
	AD Night					35.2	
	AE Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (227)	319323	6526863	136.1	4.0	40.6	Yes
	AE Day					34.2	
	AE Evening					34.2	
	AE Night					34.2	
	AF Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (228)	319430	6526978	135.0	4.0	40.6	Yes
	AF Day					34.2	
	AF Evening					34.2	
	AF Night					34.2	
	AG Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (229)	319457	6527000	135.0	4.0	40.9	Yes
	AG Day					34.5	
	AG Evening					34.5	
	AG Night					34.5	
	AH Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (230)	319606	6526941	130.0	4.0	41.2	Yes
	AH Day					34.8	
	AH Evening					34.8	
	AH Night					34.8	
	AI Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (231)	319600	6526668	141.6	4.0	42.5	Yes

To be continued on next page...

## NORD2000 - Main Result

**Calculation:** Vardafjell, 7 x V117 WTGs, Worst Case, SO modes

...continued from previous page

Noise sensitive area		Easting	Northing	Z [m]	Imission height [m]	Demands	Sound level	Demands fulfilled?
No.	Name					Noise [dB(A)]	From WTGs [dB(A)]	Noise [dB(A)]
	AI Day						36.1	
	AI Evening						36.1	
	AI Night						36.1	
	AJ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (232)	319748	6526664	150.0	4.0	45.0	44.0	Yes
	AJ Day						37.6	
	AJ Evening						37.6	
	AJ Night						37.6	
	AK Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (233)	319745	6526607	150.0	4.0	45.0	43.3	Yes
	AK Day						36.9	
	AK Evening						36.9	
	AK Night						36.9	
	AL Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (234)	319777	6526603	150.0	4.0	45.0	43.3	Yes
	AL Day						36.9	
	AL Evening						36.9	
	AL Night						36.9	
	AM Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (235)	319881	6526776	153.0	4.0	45.0	44.3	Yes
	AM Day						37.9	
	AM Evening						37.9	
	AM Night						37.9	
	AN Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (236)	319918	6526759	155.0	4.0	45.0	43.7	Yes
	AN Day						37.3	
	AN Evening						37.3	
	AN Night						37.3	
	AO Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (237)	319863	6526893	144.0	4.0	45.0	43.0	Yes
	AO Day						36.6	
	AO Evening						36.6	
	AO Night						36.6	
	AP Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (238)	319845	6527175	140.0	4.0	45.0	42.1	Yes
	AP Day						35.7	
	AP Evening						35.7	
	AP Night						35.7	
	AQ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (239)	319845	6527175	140.0	4.0	45.0	42.1	Yes
	AQ Day						35.7	
	AQ Evening						35.7	
	AQ Night						35.7	
	AR Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (240)	319882	6527175	140.0	4.0	45.0	40.6	Yes
	AR Day						34.2	
	AR Evening						34.2	
	AR Night						34.2	
	AS Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (241)	319941	6527181	140.8	4.0	45.0	41.1	Yes
	AS Day						34.7	
	AS Evening						34.7	
	AS Night						34.7	
	AT Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (242)	319967	6527192	141.9	4.0	45.0	42.0	Yes
	AT Day						35.6	
	AT Evening						35.6	
	AT Night						35.6	
	AU Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (243)	320048	6527092	146.2	4.0	45.0	42.8	Yes
	AU Day						36.5	
	AU Evening						36.5	
	AU Night						36.5	
	AV Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (244)	320138	6527206	145.0	4.0	45.0	42.4	Yes
	AV Day						36.0	
	AV Evening						36.0	
	AV Night						36.0	
	AW Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (245)	320138	6527234	145.0	4.0	45.0	42.5	Yes
	AW Day						36.1	
	AW Evening						36.1	
	AW Night						36.1	
	AX Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (246)	320238	6527263	145.0	4.0	45.0	44.1	Yes
	AX Day						37.7	
	AX Evening						37.7	
	AX Night						37.7	

To be continued on next page...



## NORD2000 - Main Result

**Calculation:** Vardafjell, 7 x V117 WTGs, Worst Case, SO modes

...continued from previous page

Noise sensitive area		Easting	Northing	Z	Imission height	Demands Noise	Sound level From WTGs	Demands fulfilled? Noise
No.	Name							
	AY Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (247)	320359	6527162	154.1	4.0	45.0	44.8	Yes
	AY Day						38.4	
	AY Evening						38.4	
	AY Night						38.4	
	AZ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (248)	320410	6527154	155.3	4.0	45.0	45.3	No
	AZ Day						38.9	
	AZ Evening						38.9	
	AZ Night						38.9	
	BA Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (249)	320562	6527183	152.1	4.0	45.0	44.8	Yes
	BA Day						38.4	
	BA Evening						38.4	
	BA Night						38.4	
	BB Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (250)	320501	6527207	153.2	4.0	45.0	44.1	Yes
	BB Day						37.8	
	BB Evening						37.8	
	BB Night						37.8	
	BC Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (251)	320778	6527236	142.4	4.0	45.0	43.3	Yes
	BC Day						36.9	
	BC Evening						36.9	
	BC Night						36.9	
	BD Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (252)	320256	6527461	145.4	4.0	45.0	42.0	Yes
	BD Day						35.6	
	BD Evening						35.6	
	BD Night						35.6	
	BE Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (253)	320437	6527607	135.0	4.0	45.0	41.2	Yes
	BE Day						34.8	
	BE Evening						34.8	
	BE Night						34.8	
	BF Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (254)	321071	6527753	105.0	4.0	45.0	41.6	Yes
	BF Day						35.3	
	BF Evening						35.3	
	BF Night						35.3	
	BG Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (255)	321086	6527763	105.0	4.0	45.0	41.3	Yes
	BG Day						34.9	
	BG Evening						34.9	
	BG Night						34.9	
	BH Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (256)	320976	6527784	108.3	4.0	45.0	41.6	Yes
	BH Day						35.2	
	BH Evening						35.2	
	BH Night						35.2	
	BI Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (257)	320927	6527791	111.5	4.0	45.0	41.5	Yes
	BI Day						35.1	
	BI Evening						35.1	
	BI Night						35.1	
	BJ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (258)	321691	6528053	106.1	4.0	45.0	38.0	Yes
	BJ Day						31.6	
	BJ Evening						31.6	
	BJ Night						31.6	
	BK Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (259)	321716	6528030	109.8	4.0	45.0	38.0	Yes
	BK Day						31.6	
	BK Evening						31.6	
	BK Night						31.6	
	BL Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (260)	321726	6527917	106.0	4.0	45.0	38.6	Yes
	BL Day						32.2	
	BL Evening						32.2	
	BL Night						32.2	
	BM Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (261)	321823	6528360	93.4	4.0	45.0	37.3	Yes
	BM Day						30.9	
	BM Evening						30.9	
	BM Night						30.9	
	BN Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (262)	321862	6528152	105.0	4.0	45.0	38.0	Yes
	BN Day						31.6	
	BN Evening						31.6	

To be continued on next page...

## NORD2000 - Main Result

**Calculation:** Vardafjell, 7 x V117 WTGs, Worst Case, SO modes

...continued from previous page

Noise sensitive area						Demands	Sound level	Demands fulfilled?
No.	Name	Easting	Northing	Z	Imission height	Noise	From WTGs	Noise
				[m]	[m]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]
	BN Night						31.6	
	BO Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (263)	321831	6528126	110.0	4.0	45.0	37.5	Yes
	BO Day						31.1	
	BO Evening						31.1	
	BO Night						31.1	
	BP Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (264)	322125	6528351	91.7	4.0	45.0	35.7	Yes
	BP Day						29.3	
	BP Evening						29.3	
	BP Night						29.3	
	BQ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (265)	322056	6528172	95.0	4.0	45.0	37.0	Yes
	BQ Day						30.6	
	BQ Evening						30.6	
	BQ Night						30.6	
	BR Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (266)	322112	6528142	92.8	4.0	45.0	36.7	Yes
	BR Day						30.3	
	BR Evening						30.3	
	BR Night						30.3	
	BS Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (267)	322206	6528156	91.1	4.0	45.0	36.5	Yes
	BS Day						30.1	
	BS Evening						30.1	
	BS Night						30.1	
	BT Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (268)	322061	6528593	75.8	4.0	45.0	34.9	Yes
	BT Day						28.5	
	BT Evening						28.5	
	BT Night						28.5	
	BU Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (269)	322031	6528588	76.3	4.0	45.0	35.2	Yes
	BU Day						28.8	
	BU Evening						28.8	
	BU Night						28.8	
	BV Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (270)	322142	6528837	66.1	4.0	45.0	33.7	Yes
	BV Day						27.3	
	BV Evening						27.3	
	BV Night						27.3	
	BW Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (271)	322144	6528859	65.0	4.0	45.0	34.2	Yes
	BW Day						27.8	
	BW Evening						27.8	
	BW Night						27.8	
	BX Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (272)	322094	6528883	65.0	4.0	45.0	33.6	Yes
	BX Day						27.2	
	BX Evening						27.2	
	BX Night						27.2	
	BY Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (273)	322227	6528986	64.9	4.0	45.0	32.9	Yes
	BY Day						26.5	
	BY Evening						26.5	
	BY Night						26.5	
	BZ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (274)	321930	6529055	67.5	4.0	45.0	33.9	Yes
	BZ Day						27.5	
	BZ Evening						27.5	
	BZ Night						27.5	
	CA Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (275)	321857	6529013	70.0	4.0	45.0	34.4	Yes
	CA Day						28.0	
	CA Evening						28.0	
	CA Night						28.0	
	CB Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (276)	321759	6529138	71.1	4.0	45.0	33.8	Yes
	CB Day						27.4	
	CB Evening						27.4	
	CB Night						27.4	
	CC Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (277)	321775	6529214	66.0	4.0	45.0	33.2	Yes
	CC Day						26.8	
	CC Evening						26.8	
	CC Night						26.8	
	CD Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (278)	322086	6529194	55.0	4.0	45.0	32.1	Yes
	CD Day						25.8	

To be continued on next page...

## NORD2000 - Main Result

**Calculation:** Vardafjell, 7 x V117 WTGs, Worst Case, SO modes

...continued from previous page

Noise sensitive area						Demands	Sound level	Demands fulfilled?
No.	Name	Easting	Northing	Z	Imission height	Noise	From WTGs	Noise
				[m]	[m]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]
	CD Evening						25.8	
	CD Night						25.8	
	CE Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (279)	322060	6529208	56.3	4.0	45.0	32.3	Yes
	CE Day						25.9	
	CE Evening						25.9	
	CE Night						25.9	
	CF Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (280)	322183	6529334	35.9	4.0	45.0	31.5	Yes
	CF Day						25.1	
	CF Evening						25.1	
	CF Night						25.1	
	CG Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (281)	322232	6529368	35.0	4.0	45.0	31.9	Yes
	CG Day						25.5	
	CG Evening						25.5	
	CG Night						25.5	
	CH Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (282)	322219	6529439	31.5	4.0	45.0	31.2	Yes
	CH Day						24.8	
	CH Evening						24.8	
	CH Night						24.8	
	CI Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (284)	322307	6529368	35.0	4.0	45.0	31.2	Yes
	CI Day						24.8	
	CI Evening						24.8	
	CI Night						24.8	
	CJ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (285)	322311	6529311	38.2	4.0	45.0	31.7	Yes
	CJ Day						25.3	
	CJ Evening						25.3	
	CJ Night						25.3	
	CK Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (286)	322343	6529280	40.0	4.0	45.0	31.8	Yes
	CK Day						25.4	
	CK Evening						25.4	
	CK Night						25.4	
	CL Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (287)	322387	6529424	35.0	4.0	45.0	31.3	Yes
	CL Day						24.9	
	CL Evening						24.9	
	CL Night						24.9	
	CM Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (288)	322425	6529269	46.7	4.0	45.0	31.6	Yes
	CM Day						25.2	
	CM Evening						25.2	
	CM Night						25.2	
	CN Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (289)	322443	6529299	42.2	4.0	45.0	31.2	Yes
	CN Day						24.8	
	CN Evening						24.8	
	CN Night						24.8	
	CO Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (290)	322495	6529178	67.3	4.0	45.0	33.3	Yes
	CO Day						26.9	
	CO Evening						26.9	
	CO Night						26.9	
	CP Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (291)	322514	6529193	67.2	4.0	45.0	33.2	Yes
	CP Day						26.8	
	CP Evening						26.8	
	CP Night						26.8	
	CQ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (292)	322532	6529182	69.9	4.0	45.0	33.2	Yes
	CQ Day						26.8	
	CQ Evening						26.8	
	CQ Night						26.8	
	CR Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (293)	322557	6529158	75.6	4.0	45.0	33.0	Yes
	CR Day						26.6	
	CR Evening						26.6	
	CR Night						26.6	
	CS Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (294)	322576	6529162	77.4	4.0	45.0	32.9	Yes
	CS Day						26.5	
	CS Evening						26.5	
	CS Night						26.5	
	CT Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (295)	322519	6529061	72.4	4.0	45.0	33.4	Yes

To be continued on next page...

## NORD2000 - Main Result

**Calculation:** Vardafjell, 7 x V117 WTGs, Worst Case, SO modes

...continued from previous page

Noise sensitive area		Easting	Northing	Z [m]	Imission height [m]	Demands Noise [dB(A)]	Sound level From WTGs [dB(A)]	Demands fulfilled? Noise [dB(A)]
No.	Name							
	CT Day						27.0	
	CT Evening						27.0	
	CT Night						27.0	
	CU Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (296)	322658	6529082	90.0	4.0	45.0	32.5	Yes
	CU Day						26.1	
	CU Evening						26.1	
	CU Night						26.1	
	CV Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (297)	322641	6529001	88.3	4.0	45.0	33.2	Yes
	CV Day						26.8	
	CV Evening						26.8	
	CV Night						26.8	
	CW Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (298)	322731	6528839	110.0	4.0	45.0	33.6	Yes
	CW Day						27.2	
	CW Evening						27.2	
	CW Night						27.2	
	CX Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (299)	322649	6528647	110.9	4.0	45.0	33.7	Yes
	CX Day						27.3	
	CX Evening						27.3	
	CX Night						27.3	
	CY Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (300)	322575	6528629	106.2	4.0	45.0	33.4	Yes
	CY Day						27.0	
	CY Evening						27.0	
	CY Night						27.0	
	CZ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (301)	322495	6528672	87.5	4.0	45.0	32.8	Yes
	CZ Day						26.4	
	CZ Evening						26.4	
	CZ Night						26.4	
	DA Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (302)	322283	6528464	75.2	4.0	45.0	34.9	Yes
	DA Day						28.5	
	DA Evening						28.5	
	DA Night						28.5	
	DB Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (303)	318221	6524778	97.8	4.0	45.0	34.1	Yes
	DB Day						27.8	
	DB Evening						27.8	
	DB Night						27.8	
	DC Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (304)	318173	6524753	101.8	4.0	45.0	33.5	Yes
	DC Day						27.1	
	DC Evening						27.1	
	DC Night						27.1	
	DD Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (305)	318453	6524927	105.0	4.0	45.0	35.0	Yes
	DD Day						28.6	
	DD Evening						28.6	
	DD Night						28.6	
	DE Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (306)	318579	6524848	106.8	4.0	45.0	35.7	Yes
	DE Day						29.3	
	DE Evening						29.3	
	DE Night						29.3	
	DF Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (307)	319011	6524268	151.7	4.0	45.0	37.5	Yes
	DF Day						31.1	
	DF Evening						31.1	
	DF Night						31.1	
	DG Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (308)	319063	6524285	150.5	4.0	45.0	37.8	Yes
	DG Day						31.4	
	DG Evening						31.4	
	DG Night						31.4	
	DH Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (309)	319120	6524264	152.0	4.0	45.0	37.9	Yes
	DH Day						31.5	
	DH Evening						31.5	
	DH Night						31.5	
	DI Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (310)	318950	6524103	175.0	4.0	45.0	36.7	Yes
	DI Day						30.3	
	DI Evening						30.3	
	DI Night						30.3	

To be continued on next page...

## NORD2000 - Main Result

**Calculation:** Vardafjell, 7 x V117 WTGs, Worst Case, SO modes

...continued from previous page

Noise sensitive area						Demands	Sound level	Demands fulfilled?
No.	Name	Easting	Northing	Z	Imission height	Noise	From WTGs	Noise
				[m]	[m]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]
	DJ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (311)	318761	6524362	149.2	4.0	45.0	36.9	Yes
	DJ Day						30.5	
	DJ Evening						30.5	
	DJ Night						30.5	
	DK Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (312)	318718	6524163	174.9	4.0	45.0	36.4	Yes
	DK Day						30.0	
	DK Evening						30.0	
	DK Night						30.0	
	DL Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (313)	318762	6524145	176.0	4.0	45.0	36.7	Yes
	DL Day						30.3	
	DL Evening						30.3	
	DL Night						30.3	
	DM Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (314)	319707	6524725	153.6	4.0	45.0	40.1	Yes
	DM Day						33.7	
	DM Evening						33.7	
	DM Night						33.7	
	DN Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (315)	319820	6524779	161.9	4.0	45.0	39.3	Yes
	DN Day						32.9	
	DN Evening						32.9	
	DN Night						32.9	
	DO Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (316)	319977	6524884	186.6	4.0	45.0	41.6	Yes
	DO Day						35.2	
	DO Evening						35.2	
	DO Night						35.2	
	DP Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (317)	319951	6524939	192.9	4.0	45.0	28.9	Yes
	DP Day						22.5	
	DP Evening						22.5	
	DP Night						22.5	
	DQ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (318)	319933	6524495	155.4	4.0	45.0	42.6	Yes
	DQ Day						36.2	
	DQ Evening						36.2	
	DQ Night						36.2	
	DR Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (319)	320470	6524440	172.3	4.0	45.0	43.1	Yes
	DR Day						36.7	
	DR Evening						36.7	
	DR Night						36.7	
	DS Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (320)	320419	6524455	171.5	4.0	45.0	43.3	Yes
	DS Day						36.9	
	DS Evening						36.9	
	DS Night						36.9	
	DT Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (321)	320803	6524206	187.0	4.0	45.0	41.6	Yes
	DT Day						35.2	
	DT Evening						35.2	
	DT Night						35.2	
	DU Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (322)	320692	6524158	191.2	4.0	45.0	40.8	Yes
	DU Day						34.4	
	DU Evening						34.4	
	DU Night						34.4	
	DV Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (323)	320740	6523964	217.7	4.0	45.0	39.5	Yes
	DV Day						33.1	
	DV Evening						33.1	
	DV Night						33.1	
	DW Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (324)	320737	6523908	225.0	4.0	45.0	39.1	Yes
	DW Day						32.7	
	DW Evening						32.7	
	DW Night						32.7	
	DX Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (325)	320599	6523860	230.0	4.0	45.0	39.1	Yes
	DX Day						32.7	
	DX Evening						32.7	
	DX Night						32.7	
	DY Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (326)	320709	6523750	226.2	4.0	45.0	38.4	Yes
	DY Day						32.0	
	DY Evening						32.0	

To be continued on next page...

## NORD2000 - Main Result

**Calculation:** Vardafjell, 7 x V117 WTGs, Worst Case, SO modes

...continued from previous page

Noise sensitive area						Demands	Sound level	Demands fulfilled?
No.	Name	Easting	Northing	Z	Imission height	Noise	From WTGs	Noise
				[m]	[m]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]
	DY Night						32.0	
	DZ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (327)	320863	6523703	228.9	4.0	45.0	36.8	Yes
	DZ Day						30.4	
	DZ Evening						30.4	
	DZ Night						30.4	
	EA Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (328)	320841	6523661	230.1	4.0	45.0	36.8	Yes
	EA Day						30.4	
	EA Evening						30.4	
	EA Night						30.4	
	EB Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (329)	321197	6524351	175.9	4.0	45.0	43.3	Yes
	EB Day						36.9	
	EB Evening						36.9	
	EB Night						36.9	
	EC Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (330)	321147	6524925	207.4	4.0	45.0	45.2	No
	EC Day						38.8	
	EC Evening						38.8	
	EC Night						38.8	
	ED Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (331)	321117	6524944	211.2	4.0	45.0	44.5	Yes
	ED Day						38.1	
	ED Evening						38.1	
	ED Night						38.1	
	EE Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (332)	321078	6524886	206.2	4.0	45.0	44.8	Yes
	EE Day						38.4	
	EE Evening						38.4	
	EE Night						38.4	
	EF Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (333)	321027	6524753	183.3	4.0	45.0	43.8	Yes
	EF Day						37.4	
	EF Evening						37.4	
	EF Night						37.4	
	EG Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (334)	321026	6524944	209.5	4.0	45.0	40.7	Yes
	EG Day						34.3	
	EG Evening						34.3	
	EG Night						34.3	
	EH Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (335)	321044	6524950	210.8	4.0	45.0	41.7	Yes
	EH Day						35.3	
	EH Evening						35.3	
	EH Night						35.3	
	EI Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (336)	321084	6524991	217.6	4.0	45.0	39.8	Yes
	EI Day						33.4	
	EI Evening						33.4	
	EI Night						33.4	
	EJ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (337)	321700	6524979	185.0	4.0	45.0	45.1	No
	EJ Day						38.7	
	EJ Evening						38.7	
	EJ Night						38.7	
	EK Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (338)	321668	6524944	183.1	4.0	45.0	44.4	Yes
	EK Day						38.1	
	EK Evening						38.1	
	EK Night						38.1	
	EL Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (339)	321668	6524998	188.6	4.0	45.0	45.3	No
	EL Day						38.9	
	EL Evening						38.9	
	EL Night						38.9	
	EM Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (340)	321701	6525013	190.0	4.0	45.0	45.7	No
	EM Day						39.3	
	EM Evening						39.3	
	EM Night						39.3	
	EN Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (341)	322253	6525070	180.0	4.0	45.0	43.0	Yes
	EN Day						36.6	
	EN Evening						36.6	
	EN Night						36.6	
	EO Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (342)	322221	6525062	179.4	4.0	45.0	43.4	Yes
	EO Day						37.0	

To be continued on next page...

## NORD2000 - Main Result

**Calculation:** Vardafjell, 7 x V117 WTGs, Worst Case, SO modes

...continued from previous page

Noise sensitive area				Demands		Sound level	Demands fulfilled?
No.	Name	Easting	Northing	Z	Imission height	Noise	Noise
				[m]	[m]	[dB(A)]	[dB(A)]
						From WTGs	
						[dB(A)]	
	EO Evening					37.0	
	EO Night					37.0	
	EP Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (343)	322735	6526495	249.2	4.0	45.0	Yes
	EP Day					36.7	
	EP Evening					36.7	
	EP Night					36.7	
	EQ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (344)	322782	6526635	255.2	4.0	45.0	Yes
	EQ Day					36.2	
	EQ Evening					36.2	
	EQ Night					36.2	
	ER Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (345)	322752	6526626	252.0	4.0	45.0	Yes
	ER Day					36.2	
	ER Evening					36.2	
	ER Night					36.2	
	ES Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (346)	322664	6526739	243.4	4.0	45.0	Yes
	ES Day					34.7	
	ES Evening					34.7	
	ES Night					34.7	
	ET Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (347)	322651	6526725	242.5	4.0	45.0	Yes
	ET Day					34.6	
	ET Evening					34.6	
	ET Night					34.6	
	EU Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (348)	322667	6526758	242.1	4.0	45.0	Yes
	EU Day					34.6	
	EU Evening					34.6	
	EU Night					34.6	
	EV Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (349)	322510	6526499	227.0	4.0	45.0	Yes
	EV Day					37.4	
	EV Evening					37.4	
	EV Night					37.4	
	EW Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (350)	321501	6524140	185.0	4.0	45.0	Yes
	EW Day					34.9	
	EW Evening					34.9	
	EW Night					34.9	
	EX Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (351)	321457	6523765	238.4	4.0	45.0	Yes
	EX Day					32.9	
	EX Evening					32.9	
	EX Night					32.9	
	EY Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (352)	321622	6523873	209.6	4.0	45.0	Yes
	EY Day					32.4	
	EY Evening					32.4	
	EY Night					32.4	
	EZ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (353)	321549	6523531	277.8	4.0	45.0	Yes
	EZ Day					30.9	
	EZ Evening					30.9	
	EZ Night					30.9	
	FA Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (354)	321925	6523730	228.2	4.0	45.0	Yes
	FA Day					31.6	
	FA Evening					31.6	
	FA Night					31.6	
	FB Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (355)	321968	6523790	221.6	4.0	45.0	Yes
	FB Day					32.1	
	FB Evening					32.1	
	FB Night					32.1	
	FC Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (356)	322102	6523620	236.0	4.0	45.0	Yes
	FC Day					30.7	
	FC Evening					30.7	
	FC Night					30.7	
	FD Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (357)	322236	6523689	215.0	4.0	45.0	Yes
	FD Day					31.2	
	FD Evening					31.2	
	FD Night					31.2	
	FE Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (358)	322406	6523815	205.7	4.0	45.0	Yes

To be continued on next page...

## NORD2000 - Main Result

**Calculation:** Vardafjell, 7 x V117 WTGs, Worst Case, SO modes

...continued from previous page

Noise sensitive area		Easting	Northing	Z [m]	Imission height [m]	Demands	Sound level	Demands fulfilled?
No.	Name					Noise [dB(A)]	From WTGs [dB(A)]	Noise [dB(A)]
	FE Day						27.7	
	FE Evening						27.7	
	FE Night						27.7	
	FF Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (359)	322445	6524026	295.0	4.0	45.0	38.7	Yes
	FF Day						32.3	
	FF Evening						32.3	
	FF Night						32.3	
	FG Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (360)	322073	6524090	198.3	4.0	45.0	39.5	Yes
	FG Day						33.1	
	FG Evening						33.1	
	FG Night						33.1	
	FH Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (361)	322093	6524123	200.3	4.0	45.0	39.4	Yes
	FH Day						33.0	
	FH Evening						33.0	
	FH Night						33.0	
	FI Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (362)	321845	6524298	177.1	4.0	45.0	41.0	Yes
	FI Day						34.6	
	FI Evening						34.6	
	FI Night						34.6	
	FJ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (363)	322905	6524006	214.3	4.0	45.0	28.9	Yes
	FJ Day						22.5	
	FJ Evening						22.5	
	FJ Night						22.5	
	FK Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (364)	322884	6524036	216.8	4.0	45.0	27.2	Yes
	FK Day						20.8	
	FK Evening						20.8	
	FK Night						20.8	
	FL Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (365)	323267	6524174	221.0	4.0	45.0	29.0	Yes
	FL Day						22.6	
	FL Evening						22.6	
	FL Night						22.6	
	FM Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (366)	323303	6524112	211.1	4.0	45.0	29.4	Yes
	FM Day						23.0	
	FM Evening						23.0	
	FM Night						23.0	
	FN Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (367)	323320	6524074	205.0	4.0	45.0	29.2	Yes
	FN Day						22.8	
	FN Evening						22.8	
	FN Night						22.8	
	FO Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (368)	323348	6524073	206.4	4.0	45.0	30.9	Yes
	FO Day						24.5	
	FO Evening						24.5	
	FO Night						24.5	
	FP Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (369)	323261	6524238	226.5	4.0	45.0	32.1	Yes
	FP Day						25.7	
	FP Evening						25.7	
	FP Night						25.7	
	FQ Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (370)	323322	6524286	225.0	4.0	45.0	27.4	Yes
	FQ Day						21.0	
	FQ Evening						21.0	
	FQ Night						21.0	
	FR Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (371)	323343	6524270	222.0	4.0	45.0	27.9	Yes
	FR Day						21.5	
	FR Evening						21.5	
	FR Night						21.5	
	FS Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (372)	323497	6524694	229.5	4.0	45.0	14.5	Yes
	FS Day						8.1	
	FS Evening						8.1	
	FS Night						8.1	
	FT Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (373)	323567	6524673	213.9	4.0	45.0	14.7	Yes
	FT Day						8.3	
	FT Evening						8.3	
	FT Night						8.3	



Project:

**Vardafjell\_noise\_201911**

Licensed user:

**Kjeller Vindteknikk AS**

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Maria Enger Hoem / maria.enger.hoem@norconsult.com

Calculated:

2019-12-02 13:33/3.3.274

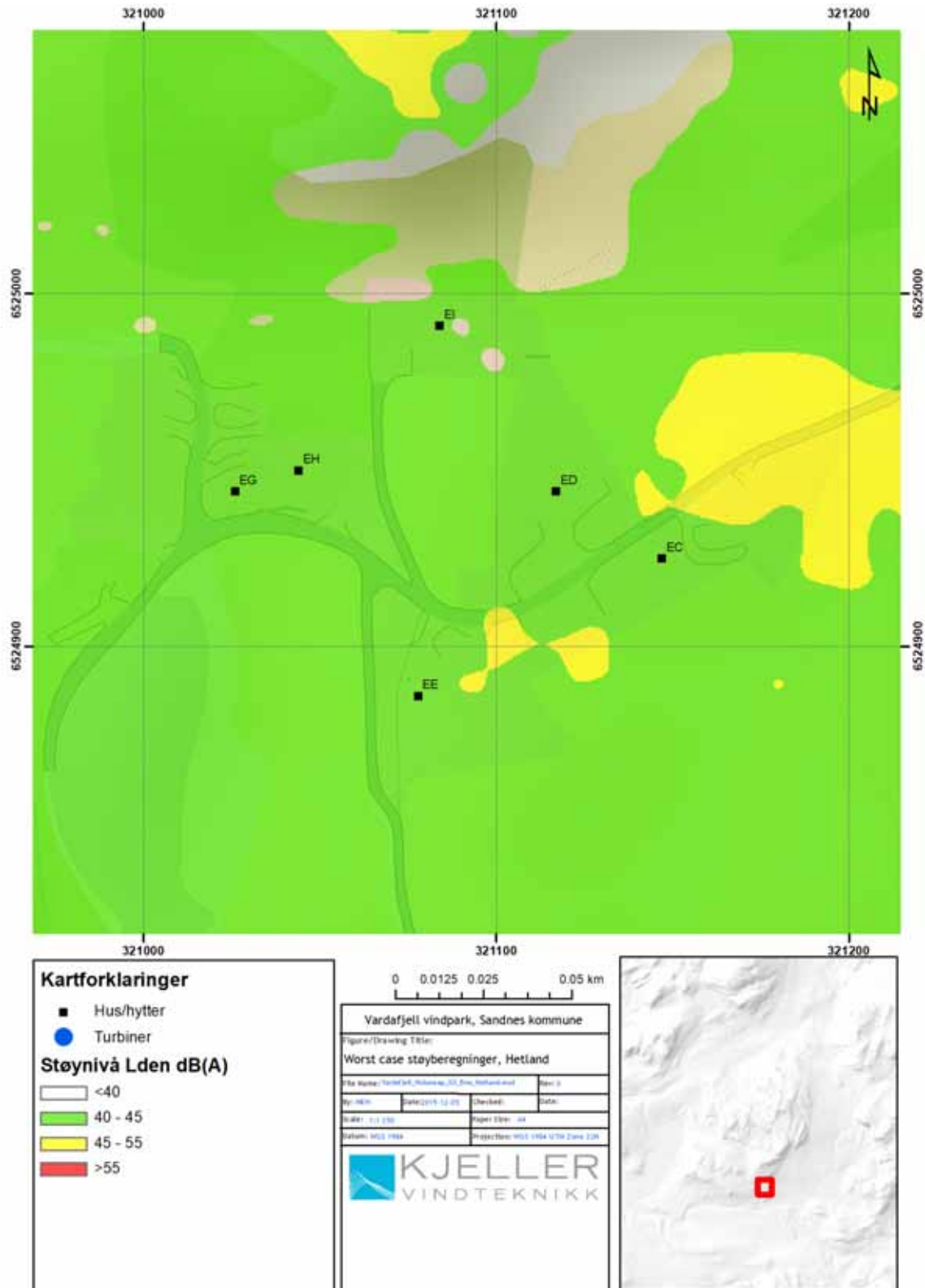
## **NORD2000 - Main Result**

**Calculation:** Vardafjell, 7 x V117 WTGs, Worst Case, SO modes

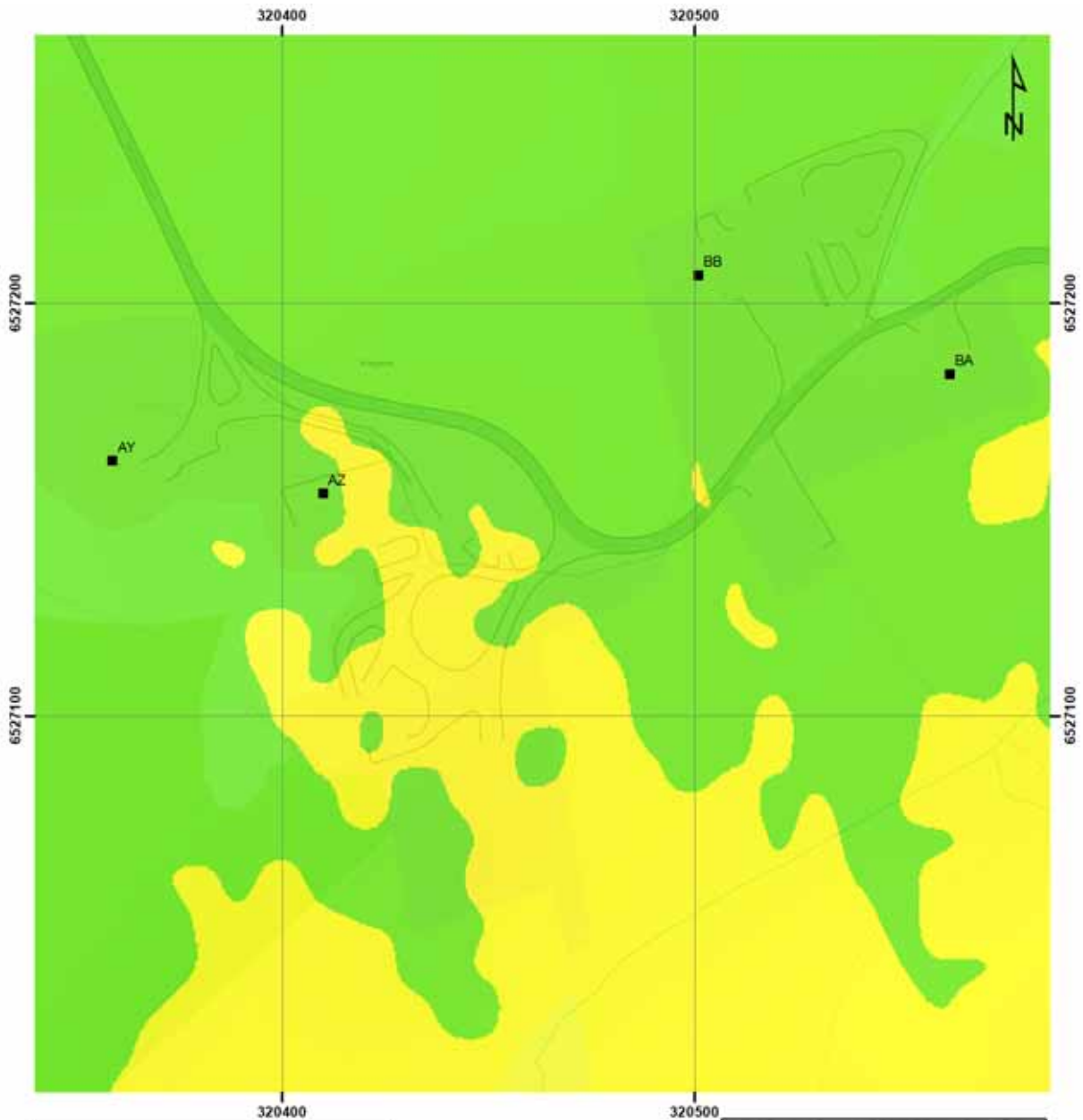
# Støyutbredelse dersom alle turbiner går i SO-modes

Avbøtende tiltak og serrated blades døgnet rundt hele året på alle turbiner

## Støyutbredelse for Hetland



# Støyutbredelse for Kregene



**Kartforklaringer**

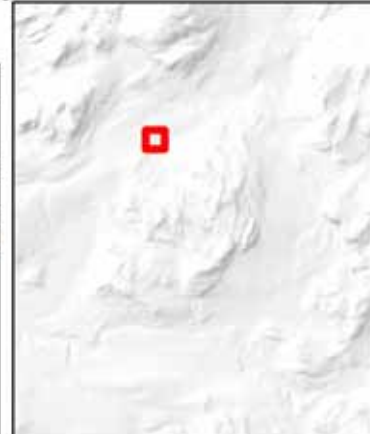
- Hus/hytter
- Turbiner

**Støynivå Lden dB(A)**

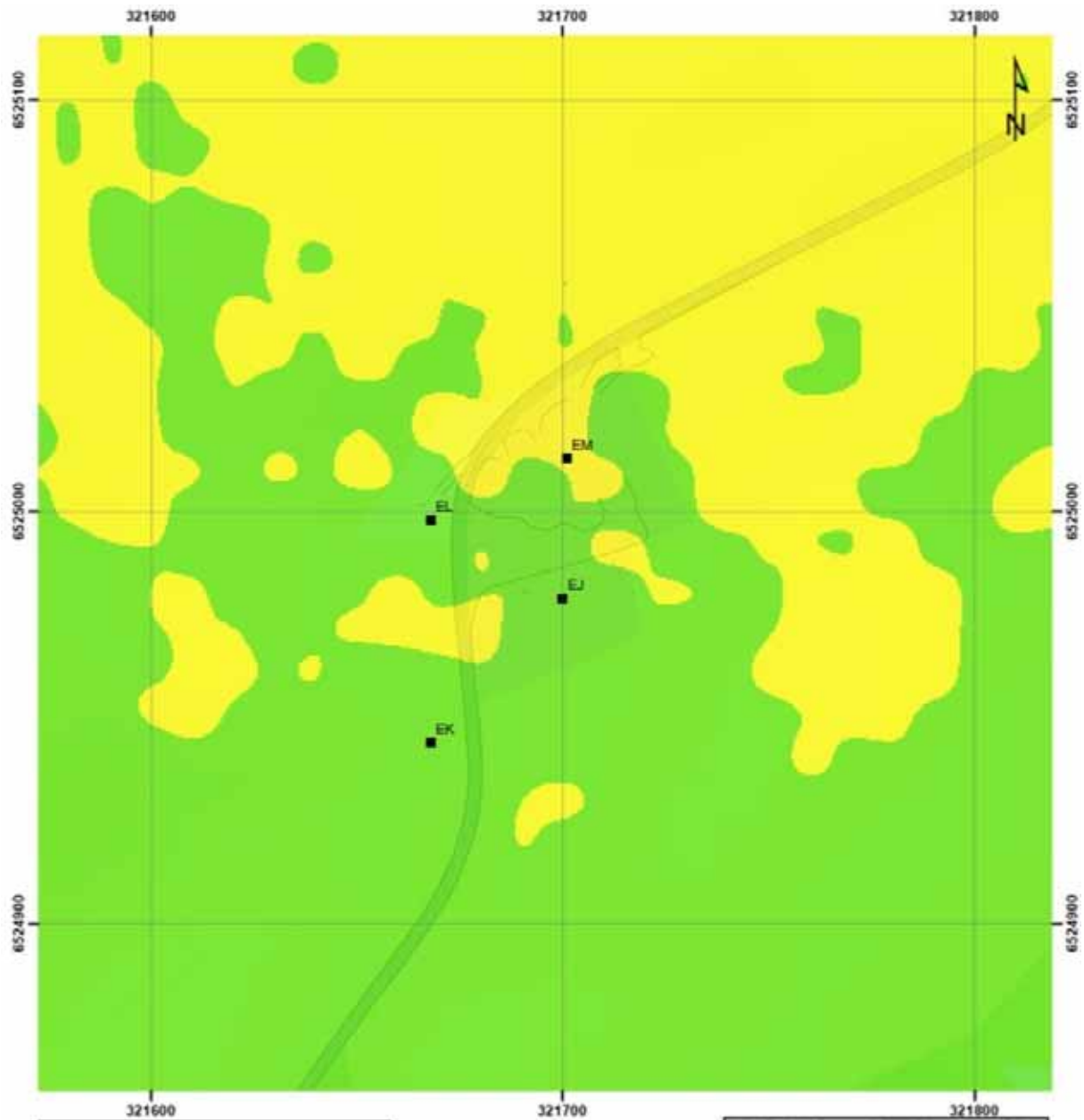
- <40
- 40 - 45
- 45 - 55
- >55

0 0.0125 0.025 0.05 km

<b>Vardafjell vindpark, Sandnes kommune</b>			
Figure/Drawing Title:			
<b>Worst case støyberegninger, Kregene</b>			
File Name: Vardafjell_Notissag_10_Rev_01genr1.mxd		Date: 2	
Rev: HKM	Date: 2019-12-05	Checked:	Date:
Scale: 1:1.250	Paper Size: A4		
System: WGS 1984	Projection: WGS 1984 UTM Zone 32N		
<b>KJELLER</b> VINDTEKNIKK			



# Støyutbredelse for Krogedalveien

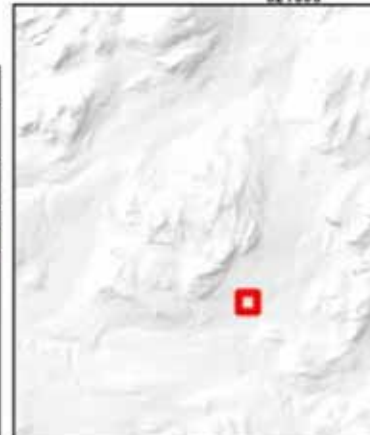


**Kartforklaringer**

- Hus/hytter
- Turbiner
- >40
- 40 - 45
- 45 - 55
- >55

0 0.0125 0.025 0.05 km

Vardafjelli vindpark, Sandnes kommune			
Figure/Drawing Title:			
Worst case støyberegninger, Krogedalveien			
File Name: Vardafjelli_Vindpark_3D_Rev_01.dwg, Krogedalveien.dwg Rev: 1			
By: H&M	Opprettet: 12.05	Opprettet:	Side:
Skaler: 1:1.250	Papir: 330x 440		
System: WGS 1984	Prosjekt: WGS 1984 UTM Zone 32N		
			



Noise sensitive area				Demands		Sound level	Demands fulfilled?
No.	Name	Easting	Northing	Z [m]	Imission he Noise [dB(A)]	From WTG: Noise [dB(A)]	Noise [dB(A)]
A	Noise sensi	318 747	6 526 569	105	4	45	37,6 Yes
A	Day						31,2
A	Evening						31,2
A	Night						31,2
B	Noise sensi	318 775	6 526 571	106,6	4	45	38 Yes
B	Day						31,6
B	Evening						31,6
B	Night						31,6
C	Noise sensi	319 010	6 526 620	115,3	4	45	38,8 Yes
C	Day						32,4
C	Evening						32,4
C	Night						32,4
D	Noise sensi	318 939	6 526 652	112,8	4	45	38,5 Yes
D	Day						32,1
D	Evening						32,1
D	Night						32,1
E	Noise sensi	318 877	6 526 686	117,4	4	45	38,5 Yes
E	Day						32,1
E	Evening						32,1
E	Night						32,1
F	Noise sensi	319 053	6 526 760	130	4	45	38,8 Yes
F	Day						32,5
F	Evening						32,5
F	Night						32,5
G	Noise sensi	319 070	6 526 741	130	4	45	39 Yes
G	Day						32,6
G	Evening						32,6
G	Night						32,6
H	Noise sensi	319 085	6 526 582	117,4	4	45	39,4 Yes
H	Day						33
H	Evening						33
H	Night						33
I	Noise sensi	319 097	6 526 625	130	4	45	39,5 Yes
I	Day						33,1
I	Evening						33,1
I	Night						33,1
J	Noise sensi	319 115	6 526 579	119	4	45	39,6 Yes
J	Day						33,2
J	Evening						33,2
J	Night						33,2
K	Noise sensi	319 136	6 526 589	120	4	45	39,9 Yes
K	Day						33,5
K	Evening						33,5
K	Night						33,5
L	Noise sensi	318 983	6 526 500	122,2	4	45	38,6 Yes
L	Day						32,2
L	Evening						32,2
L	Night						32,2
M	Noise sensi	318 945	6 526 486	123,7	4	45	38,3 Yes
M	Day						31,9

M	Evening						31,9
M	Night						31,9
N	Noise sensi 318 695	6 526 290	145,7	4	45		37,5 Yes
N	Day						31,1
N	Evening						31,1
N	Night						31,1
O	Noise sensi 318 715	6 526 258	149,7	4	45		37,2 Yes
O	Day						30,8
O	Evening						30,8
O	Night						30,8
P	Noise sensi 318 734	6 526 247	150	4	45		37,5 Yes
P	Day						31,1
P	Evening						31,1
P	Night						31,1
Q	Noise sensi 318 798	6 526 194	150	4	45		38,6 Yes
Q	Day						32,2
Q	Evening						32,2
Q	Night						32,2
R	Noise sensi 318 795	6 526 154	150	4	45		38,2 Yes
R	Day						31,8
R	Evening						31,8
R	Night						31,8
S	Noise sensi 318 733	6 526 101	154,4	4	45		38,4 Yes
S	Day						32
S	Evening						32
S	Night						32
T	Noise sensi 318 749	6 526 073	152,5	4	45		38,4 Yes
T	Day						32
T	Evening						32
T	Night						32
U	Noise sensi 318 800	6 526 079	148,2	4	45		38,8 Yes
U	Day						32,4
U	Evening						32,4
U	Night						32,4
V	Noise sensi 318 619	6 526 178	156,4	4	45		37,1 Yes
V	Day						30,7
V	Evening						30,7
V	Night						30,7
W	Noise sensi 319 156	6 526 096	117,7	4	45		40 Yes
W	Day						33,6
W	Evening						33,6
W	Night						33,6
X	Noise sensi 319 087	6 526 471	131,2	4	45		39,2 Yes
X	Day						32,8
X	Evening						32,8
X	Night						32,8
Y	Noise sensi 319 181	6 526 611	125	4	45		40 Yes
Y	Day						33,6
Y	Evening						33,6
Y	Night						33,6
Z	Noise sensi 319 200	6 526 612	126,7	4	45		40,6 Yes
Z	Day						34,2
Z	Evening						34,2

Z	Night						34,2
AA	Noise sensi 319 213	6 526 726	135,9	4	45		40,2 Yes
AA	Day						33,8
AA	Evening						33,8
AA	Night						33,8
AB	Noise sensi 319 168	6 526 749	135	4	45		39,9 Yes
AB	Day						33,5
AB	Evening						33,5
AB	Night						33,5
AC	Noise sensi 319 268	6 526 756	139,4	4	45		40,6 Yes
AC	Day						34,2
AC	Evening						34,2
AC	Night						34,2
AD	Noise sensi 319 474	6 526 884	132,7	4	45		41,6 Yes
AD	Day						35,2
AD	Evening						35,2
AD	Night						35,2
AE	Noise sensi 319 323	6 526 863	136,1	4	45		40,6 Yes
AE	Day						34,2
AE	Evening						34,2
AE	Night						34,2
AF	Noise sensi 319 430	6 526 978	135	4	45		40,6 Yes
AF	Day						34,2
AF	Evening						34,2
AF	Night						34,2
AG	Noise sensi 319 457	6 527 000	135	4	45		40,9 Yes
AG	Day						34,5
AG	Evening						34,5
AG	Night						34,5
AH	Noise sensi 319 606	6 526 941	130	4	45		41,2 Yes
AH	Day						34,8
AH	Evening						34,8
AH	Night						34,8
AI	Noise sensi 319 600	6 526 668	141,6	4	45		42,5 Yes
AI	Day						36,1
AI	Evening						36,1
AI	Night						36,1
AJ	Noise sensi 319 748	6 526 664	150	4	45		44 Yes
AJ	Day						37,6
AJ	Evening						37,6
AJ	Night						37,6
AK	Noise sensi 319 745	6 526 607	150	4	45		43,3 Yes
AK	Day						36,9
AK	Evening						36,9
AK	Night						36,9
AL	Noise sensi 319 777	6 526 603	150	4	45		43,3 Yes
AL	Day						36,9
AL	Evening						36,9
AL	Night						36,9
AM	Noise sensi 319 881	6 526 776	153	4	45		44,3 Yes
AM	Day						37,9
AM	Evening						37,9
AM	Night						37,9

AN	Noise sensi 319 918	6 526 759	155	4	45	43,7	Yes
AN	Day					37,3	
AN	Evening					37,3	
AN	Night					37,3	
AO	Noise sensi 319 863	6 526 893	144	4	45	43	Yes
AO	Day					36,6	
AO	Evening					36,6	
AO	Night					36,6	
AP	Noise sensi 319 845	6 527 175	140	4	45	42,1	Yes
AP	Day					35,7	
AP	Evening					35,7	
AP	Night					35,7	
AQ	Noise sensi 319 845	6 527 175	140	4	45	42,1	Yes
AQ	Day					35,7	
AQ	Evening					35,7	
AQ	Night					35,7	
AR	Noise sensi 319 882	6 527 175	140	4	45	40,6	Yes
AR	Day					34,2	
AR	Evening					34,2	
AR	Night					34,2	
AS	Noise sensi 319 941	6 527 181	140,8	4	45	41,1	Yes
AS	Day					34,7	
AS	Evening					34,7	
AS	Night					34,7	
AT	Noise sensi 319 967	6 527 192	141,9	4	45	42	Yes
AT	Day					35,6	
AT	Evening					35,6	
AT	Night					35,6	
AU	Noise sensi 320 048	6 527 092	146,2	4	45	42,8	Yes
AU	Day					36,4	
AU	Evening					36,4	
AU	Night					36,4	
AV	Noise sensi 320 138	6 527 206	145	4	45	42,3	Yes
AV	Day					35,9	
AV	Evening					35,9	
AV	Night					35,9	
AW	Noise sensi 320 138	6 527 234	145	4	45	42,5	Yes
AW	Day					36,1	
AW	Evening					36,1	
AW	Night					36,1	
AX	Noise sensi 320 238	6 527 263	145	4	45	44,1	Yes
AX	Day					37,7	
AX	Evening					37,7	
AX	Night					37,7	
AY	Noise sensi 320 359	6 527 162	154,1	4	45	44,8	Yes
AY	Day					38,4	
AY	Evening					38,4	
AY	Night					38,4	
AZ	Noise sensi 320 410	6 527 154	155,3	4	45	45,3	No
AZ	Day					38,9	
AZ	Evening					38,9	
AZ	Night					38,9	
BA	Noise sensi 320 562	6 527 183	152,1	4	45	44,8	Yes



BA	Day						38,4
BA	Evening						38,4
BA	Night						38,4
BB	Noise sensi 320 501	6 527 207	153,2	4	45		44,1 Yes
BB	Day						37,7
BB	Evening						37,7
BB	Night						37,7
BC	Noise sensi 320 778	6 527 236	142,4	4	45		43,3 Yes
BC	Day						36,9
BC	Evening						36,9
BC	Night						36,9
BD	Noise sensi 320 256	6 527 461	145,4	4	45		41,9 Yes
BD	Day						35,5
BD	Evening						35,5
BD	Night						35,5
BE	Noise sensi 320 437	6 527 607	135	4	45		41,2 Yes
BE	Day						34,8
BE	Evening						34,8
BE	Night						34,8
BF	Noise sensi 321 071	6 527 753	105	4	45		41,6 Yes
BF	Day						35,2
BF	Evening						35,2
BF	Night						35,2
BG	Noise sensi 321 086	6 527 763	105	4	45		41,3 Yes
BG	Day						34,9
BG	Evening						34,9
BG	Night						34,9
BH	Noise sensi 320 976	6 527 784	108,3	4	45		41,6 Yes
BH	Day						35,2
BH	Evening						35,2
BH	Night						35,2
BI	Noise sensi 320 927	6 527 791	111,5	4	45		41,5 Yes
BI	Day						35,1
BI	Evening						35,1
BI	Night						35,1
BJ	Noise sensi 321 691	6 528 053	106,1	4	45		38 Yes
BJ	Day						31,6
BJ	Evening						31,6
BJ	Night						31,6
BK	Noise sensi 321 716	6 528 030	109,8	4	45		38 Yes
BK	Day						31,6
BK	Evening						31,6
BK	Night						31,6
BL	Noise sensi 321 726	6 527 917	106	4	45		38,5 Yes
BL	Day						32,2
BL	Evening						32,2
BL	Night						32,2
BM	Noise sensi 321 823	6 528 360	93,4	4	45		37,3 Yes
BM	Day						30,9
BM	Evening						30,9
BM	Night						30,9
BN	Noise sensi 321 862	6 528 152	105	4	45		38 Yes
BN	Day						31,6

BN	Evening						31,6
BN	Night						31,6
BO	Noise sensi 321 831	6 528 126	110	4	45		37,4 Yes
BO	Day						31,1
BO	Evening						31,1
BO	Night						31,1
BP	Noise sensi 322 125	6 528 351	91,7	4	45		35,7 Yes
BP	Day						29,3
BP	Evening						29,3
BP	Night						29,3
BQ	Noise sensi 322 056	6 528 172	95	4	45		37 Yes
BQ	Day						30,6
BQ	Evening						30,6
BQ	Night						30,6
BR	Noise sensi 322 112	6 528 142	92,8	4	45		36,7 Yes
BR	Day						30,3
BR	Evening						30,3
BR	Night						30,3
BS	Noise sensi 322 206	6 528 156	91,1	4	45		36,5 Yes
BS	Day						30,1
BS	Evening						30,1
BS	Night						30,1
BT	Noise sensi 322 061	6 528 593	75,8	4	45		34,9 Yes
BT	Day						28,5
BT	Evening						28,5
BT	Night						28,5
BU	Noise sensi 322 031	6 528 588	76,3	4	45		35,2 Yes
BU	Day						28,8
BU	Evening						28,8
BU	Night						28,8
BV	Noise sensi 322 142	6 528 837	66,1	4	45		33,7 Yes
BV	Day						27,3
BV	Evening						27,3
BV	Night						27,3
BW	Noise sensi 322 144	6 528 859	65	4	45		34,2 Yes
BW	Day						27,8
BW	Evening						27,8
BW	Night						27,8
BX	Noise sensi 322 094	6 528 883	65	4	45		33,6 Yes
BX	Day						27,2
BX	Evening						27,2
BX	Night						27,2
BY	Noise sensi 322 227	6 528 986	64,9	4	45		32,9 Yes
BY	Day						26,5
BY	Evening						26,5
BY	Night						26,5
BZ	Noise sensi 321 930	6 529 055	67,5	4	45		33,9 Yes
BZ	Day						27,5
BZ	Evening						27,5
BZ	Night						27,5
CA	Noise sensi 321 857	6 529 013	70	4	45		34,4 Yes
CA	Day						28
CA	Evening						28

CA	Night						28
CB	Noise sensi 321 759	6 529 138	71,1	4	45		33,8 Yes
CB	Day						27,4
CB	Evening						27,4
CB	Night						27,4
CC	Noise sensi 321 775	6 529 214	66	4	45		33,2 Yes
CC	Day						26,8
CC	Evening						26,8
CC	Night						26,8
CD	Noise sensi 322 086	6 529 194	55	4	45		32,1 Yes
CD	Day						25,8
CD	Evening						25,8
CD	Night						25,8
CE	Noise sensi 322 060	6 529 208	56,3	4	45		32,3 Yes
CE	Day						25,9
CE	Evening						25,9
CE	Night						25,9
CF	Noise sensi 322 183	6 529 334	35,9	4	45		31,5 Yes
CF	Day						25,1
CF	Evening						25,1
CF	Night						25,1
CG	Noise sensi 322 232	6 529 368	35	4	45		31,9 Yes
CG	Day						25,5
CG	Evening						25,5
CG	Night						25,5
CH	Noise sensi 322 219	6 529 439	31,5	4	45		31,2 Yes
CH	Day						24,8
CH	Evening						24,8
CH	Night						24,8
CI	Noise sensi 322 307	6 529 368	35	4	45		31,2 Yes
CI	Day						24,8
CI	Evening						24,8
CI	Night						24,8
CJ	Noise sensi 322 311	6 529 311	38,2	4	45		31,7 Yes
CJ	Day						25,3
CJ	Evening						25,3
CJ	Night						25,3
CK	Noise sensi 322 343	6 529 280	40	4	45		31,8 Yes
CK	Day						25,4
CK	Evening						25,4
CK	Night						25,4
CL	Noise sensi 322 387	6 529 424	35	4	45		31,3 Yes
CL	Day						24,9
CL	Evening						24,9
CL	Night						24,9
CM	Noise sensi 322 425	6 529 269	46,7	4	45		31,6 Yes
CM	Day						25,2
CM	Evening						25,2
CM	Night						25,2
CN	Noise sensi 322 443	6 529 299	42,2	4	45		31,2 Yes
CN	Day						24,8
CN	Evening						24,8
CN	Night						24,8

CO	Noise sensi 322 495	6 529 178	67,3	4	45	33,3 Yes
CO	Day					26,9
CO	Evening					26,9
CO	Night					26,9
CP	Noise sensi 322 514	6 529 193	67,2	4	45	33,2 Yes
CP	Day					26,8
CP	Evening					26,8
CP	Night					26,8
CQ	Noise sensi 322 532	6 529 182	69,9	4	45	33,2 Yes
CQ	Day					26,8
CQ	Evening					26,8
CQ	Night					26,8
CR	Noise sensi 322 557	6 529 158	75,6	4	45	33 Yes
CR	Day					26,6
CR	Evening					26,6
CR	Night					26,6
CS	Noise sensi 322 576	6 529 162	77,4	4	45	32,9 Yes
CS	Day					26,5
CS	Evening					26,5
CS	Night					26,5
CT	Noise sensi 322 519	6 529 061	72,4	4	45	33,4 Yes
CT	Day					27,1
CT	Evening					27,1
CT	Night					27,1
CU	Noise sensi 322 658	6 529 082	90	4	45	32,5 Yes
CU	Day					26,1
CU	Evening					26,1
CU	Night					26,1
CV	Noise sensi 322 641	6 529 001	88,3	4	45	33,2 Yes
CV	Day					26,8
CV	Evening					26,8
CV	Night					26,8
CW	Noise sensi 322 731	6 528 839	110	4	45	33,6 Yes
CW	Day					27,2
CW	Evening					27,2
CW	Night					27,2
CX	Noise sensi 322 649	6 528 647	110,9	4	45	33,7 Yes
CX	Day					27,3
CX	Evening					27,3
CX	Night					27,3
CY	Noise sensi 322 575	6 528 629	106,2	4	45	33,4 Yes
CY	Day					27
CY	Evening					27
CY	Night					27
CZ	Noise sensi 322 495	6 528 672	87,5	4	45	32,8 Yes
CZ	Day					26,4
CZ	Evening					26,4
CZ	Night					26,4
DA	Noise sensi 322 283	6 528 464	75,2	4	45	34,9 Yes
DA	Day					28,5
DA	Evening					28,5
DA	Night					28,5
DB	Noise sensi 318 221	6 524 778	97,8	4	45	34,1 Yes

DB	Day						27,8
DB	Evening						27,8
DB	Night						27,8
DC	Noise sensi 318 173	6 524 753	101,8	4	45		33,5 Yes
DC	Day						27,1
DC	Evening						27,1
DC	Night						27,1
DD	Noise sensi 318 453	6 524 927	105	4	45		35,1 Yes
DD	Day						28,7
DD	Evening						28,7
DD	Night						28,7
DE	Noise sensi 318 579	6 524 848	106,8	4	45		35,7 Yes
DE	Day						29,3
DE	Evening						29,3
DE	Night						29,3
DF	Noise sensi 319 011	6 524 268	151,7	4	45		37,5 Yes
DF	Day						31,1
DF	Evening						31,1
DF	Night						31,1
DG	Noise sensi 319 063	6 524 285	150,5	4	45		37,8 Yes
DG	Day						31,4
DG	Evening						31,4
DG	Night						31,4
DH	Noise sensi 319 120	6 524 264	152	4	45		37,9 Yes
DH	Day						31,5
DH	Evening						31,5
DH	Night						31,5
DI	Noise sensi 318 950	6 524 103	175	4	45		36,7 Yes
DI	Day						30,3
DI	Evening						30,3
DI	Night						30,3
DJ	Noise sensi 318 761	6 524 362	149,2	4	45		36,9 Yes
DJ	Day						30,5
DJ	Evening						30,5
DJ	Night						30,5
DK	Noise sensi 318 718	6 524 163	174,9	4	45		36,4 Yes
DK	Day						30
DK	Evening						30
DK	Night						30
DL	Noise sensi 318 762	6 524 145	176	4	45		36,7 Yes
DL	Day						30,3
DL	Evening						30,3
DL	Night						30,3
DM	Noise sensi 319 707	6 524 725	153,6	4	45		40,1 Yes
DM	Day						33,7
DM	Evening						33,7
DM	Night						33,7
DN	Noise sensi 319 820	6 524 779	161,9	4	45		39,3 Yes
DN	Day						32,9
DN	Evening						32,9
DN	Night						32,9
DO	Noise sensi 319 977	6 524 884	186,6	4	45		41,6 Yes
DO	Day						35,2

DO	Evening						35,2
DO	Night						35,2
DP	Noise sensi 319 951	6 524 939	192,9	4	45		28,9 Yes
DP	Day						22,5
DP	Evening						22,5
DP	Night						22,5
DQ	Noise sensi 319 933	6 524 495	155,4	4	45		42,6 Yes
DQ	Day						36,2
DQ	Evening						36,2
DQ	Night						36,2
DR	Noise sensi 320 470	6 524 440	172,3	4	45		43,1 Yes
DR	Day						36,7
DR	Evening						36,7
DR	Night						36,7
DS	Noise sensi 320 419	6 524 455	171,5	4	45		43,3 Yes
DS	Day						36,9
DS	Evening						36,9
DS	Night						36,9
DT	Noise sensi 320 803	6 524 206	187	4	45		41,6 Yes
DT	Day						35,2
DT	Evening						35,2
DT	Night						35,2
DU	Noise sensi 320 692	6 524 158	191,2	4	45		40,8 Yes
DU	Day						34,4
DU	Evening						34,4
DU	Night						34,4
DV	Noise sensi 320 740	6 523 964	217,7	4	45		39,4 Yes
DV	Day						33
DV	Evening						33
DV	Night						33
DW	Noise sensi 320 737	6 523 908	225	4	45		39,1 Yes
DW	Day						32,7
DW	Evening						32,7
DW	Night						32,7
DX	Noise sensi 320 599	6 523 860	230	4	45		39 Yes
DX	Day						32,6
DX	Evening						32,6
DX	Night						32,6
DY	Noise sensi 320 709	6 523 750	226,2	4	45		38,4 Yes
DY	Day						32
DY	Evening						32
DY	Night						32
DZ	Noise sensi 320 863	6 523 703	228,9	4	45		36,7 Yes
DZ	Day						30,3
DZ	Evening						30,3
DZ	Night						30,3
EA	Noise sensi 320 841	6 523 661	230,1	4	45		36,8 Yes
EA	Day						30,4
EA	Evening						30,4
EA	Night						30,4
EB	Noise sensi 321 197	6 524 351	175,9	4	45		43,3 Yes
EB	Day						36,9
EB	Evening						36,9

EB	Night						36,9
EC	Noise sensi 321 147	6 524 925	207,4	4	45		45,1 No
EC	Day						38,7
EC	Evening						38,7
EC	Night						38,7
ED	Noise sensi 321 117	6 524 944	211,2	4	45		44,3 Yes
ED	Day						37,9
ED	Evening						37,9
ED	Night						37,9
EE	Noise sensi 321 078	6 524 886	206,2	4	45		44,7 Yes
EE	Day						38,3
EE	Evening						38,3
EE	Night						38,3
EF	Noise sensi 321 027	6 524 753	183,3	4	45		43,7 Yes
EF	Day						37,3
EF	Evening						37,3
EF	Night						37,3
EG	Noise sensi 321 026	6 524 944	209,5	4	45		40,7 Yes
EG	Day						34,3
EG	Evening						34,3
EG	Night						34,3
EH	Noise sensi 321 044	6 524 950	210,8	4	45		41,7 Yes
EH	Day						35,3
EH	Evening						35,3
EH	Night						35,3
EI	Noise sensi 321 084	6 524 991	217,6	4	45		39,8 Yes
EI	Day						33,4
EI	Evening						33,4
EI	Night						33,4
EJ	Noise sensi 321 700	6 524 979	185	4	45		45 Yes
EJ	Day						38,6
EJ	Evening						38,6
EJ	Night						38,6
EK	Noise sensi 321 668	6 524 944	183,1	4	45		44,4 Yes
EK	Day						38
EK	Evening						38
EK	Night						38
EL	Noise sensi 321 668	6 524 998	188,6	4	45		45,2 No
EL	Day						38,8
EL	Evening						38,8
EL	Night						38,8
EM	Noise sensi 321 701	6 525 013	190	4	45		45,6 No
EM	Day						39,2
EM	Evening						39,2
EM	Night						39,2
EN	Noise sensi 322 253	6 525 070	180	4	45		43 Yes
EN	Day						36,6
EN	Evening						36,6
EN	Night						36,6
EO	Noise sensi 322 221	6 525 062	179,4	4	45		43,3 Yes
EO	Day						36,9
EO	Evening						36,9
EO	Night						36,9

EP	Noise sensi 322 735	6 526 495	249,2	4	45	43,1 Yes
EP	Day					36,7
EP	Evening					36,7
EP	Night					36,7
EQ	Noise sensi 322 782	6 526 635	255,2	4	45	42,6 Yes
EQ	Day					36,2
EQ	Evening					36,2
EQ	Night					36,2
ER	Noise sensi 322 752	6 526 626	252	4	45	42,6 Yes
ER	Day					36,2
ER	Evening					36,2
ER	Night					36,2
ES	Noise sensi 322 664	6 526 739	243,4	4	45	41,1 Yes
ES	Day					34,7
ES	Evening					34,7
ES	Night					34,7
ET	Noise sensi 322 651	6 526 725	242,5	4	45	41 Yes
ET	Day					34,6
ET	Evening					34,6
ET	Night					34,6
EU	Noise sensi 322 667	6 526 758	242,1	4	45	41 Yes
EU	Day					34,6
EU	Evening					34,6
EU	Night					34,6
EV	Noise sensi 322 510	6 526 499	227	4	45	43,8 Yes
EV	Day					37,4
EV	Evening					37,4
EV	Night					37,4
EW	Noise sensi 321 501	6 524 140	185	4	45	41,3 Yes
EW	Day					34,9
EW	Evening					34,9
EW	Night					34,9
EX	Noise sensi 321 457	6 523 765	238,4	4	45	39,3 Yes
EX	Day					32,9
EX	Evening					32,9
EX	Night					32,9
EY	Noise sensi 321 622	6 523 873	209,6	4	45	38,8 Yes
EY	Day					32,4
EY	Evening					32,4
EY	Night					32,4
EZ	Noise sensi 321 549	6 523 531	277,8	4	45	37,3 Yes
EZ	Day					30,9
EZ	Evening					30,9
EZ	Night					30,9
FA	Noise sensi 321 925	6 523 730	228,2	4	45	38 Yes
FA	Day					31,6
FA	Evening					31,6
FA	Night					31,6
FB	Noise sensi 321 968	6 523 790	221,6	4	45	38,5 Yes
FB	Day					32,1
FB	Evening					32,1
FB	Night					32,1
FC	Noise sensi 322 102	6 523 620	236	4	45	37,2 Yes



FC	Day						30,8
FC	Evening						30,8
FC	Night						30,8
FD	Noise sensi 322 236	6 523 689	215	4	45		37,6 Yes
FD	Day						31,2
FD	Evening						31,2
FD	Night						31,2
FE	Noise sensi 322 406	6 523 815	205,7	4	45		34,1 Yes
FE	Day						27,7
FE	Evening						27,7
FE	Night						27,7
FF	Noise sensi 322 445	6 524 026	295	4	45		38,7 Yes
FF	Day						32,3
FF	Evening						32,3
FF	Night						32,3
FG	Noise sensi 322 073	6 524 090	198,3	4	45		39,5 Yes
FG	Day						33,1
FG	Evening						33,1
FG	Night						33,1
FH	Noise sensi 322 093	6 524 123	200,3	4	45		39,4 Yes
FH	Day						33
FH	Evening						33
FH	Night						33
FI	Noise sensi 321 845	6 524 298	177,1	4	45		41 Yes
FI	Day						34,6
FI	Evening						34,6
FI	Night						34,6
FJ	Noise sensi 322 905	6 524 006	214,3	4	45		28,9 Yes
FJ	Day						22,5
FJ	Evening						22,5
FJ	Night						22,5
FK	Noise sensi 322 884	6 524 036	216,8	4	45		27,2 Yes
FK	Day						20,8
FK	Evening						20,8
FK	Night						20,8
FL	Noise sensi 323 267	6 524 174	221	4	45		29 Yes
FL	Day						22,6
FL	Evening						22,6
FL	Night						22,6
FM	Noise sensi 323 303	6 524 112	211,1	4	45		29,4 Yes
FM	Day						23
FM	Evening						23
FM	Night						23
FN	Noise sensi 323 320	6 524 074	205	4	45		29,2 Yes
FN	Day						22,8
FN	Evening						22,8
FN	Night						22,8
FO	Noise sensi 323 348	6 524 073	206,4	4	45		30,9 Yes
FO	Day						24,5
FO	Evening						24,5
FO	Night						24,5
FP	Noise sensi 323 261	6 524 238	226,5	4	45		32,1 Yes
FP	Day						25,7

FP	Evening						25,7
FP	Night						25,7
FQ	Noise sensi 323 322	6 524 286	225	4	45		27,4 Yes
FQ	Day						21
FQ	Evening						21
FQ	Night						21
FR	Noise sensi 323 343	6 524 270	222	4	45		27,9 Yes
FR	Day						21,5
FR	Evening						21,5
FR	Night						21,5
FS	Noise sensi 323 497	6 524 694	229,5	4	45		14,5 Yes
FS	Day						8,1
FS	Evening						8,1
FS	Night						8,1
FT	Noise sensi 323 567	6 524 673	213,9	4	45		14,7 Yes
FT	Day						8,3
FT	Evening						8,3
FT	Night						8,3

## Støyberegninger i tall for worst-case i vanlig driftsmodus (PO-modes)

- Dvs. uten noen form for avbøtende tiltak

Alle turbinene kjører i PO-modus (power optimized), da etter turbinoppsettet som er brukt i A01-caset i rapporten fra Akustikkonsulenten (søkers støyrapport) slik:

Turbin	Modus	Kildestøy
T1	PO2	106,0 dB(A)
T3	PO2	106,0 dB(A)
T5	PO2	106,0 dB(A)
T6	PO2	106,0 dB(A)
T7	PO1	106,0 dB(A)
T8	PO2	106,0 dB(A)
T9	PO2	106,0 dB(A)

## Noise sensitive area

Demands Sound level Demands fulfilled?

No.	Name	Easting	Northing	Z [m]	Imission height [m]	Noise [dB(A)]	From WTGs [dB(A)]	Noise [dB(A)]	Yes	Støy etter avrundingsregel:
A	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (197)	318 747	6 526 569	105		4	45	40,2	Yes	40
A	Day							33,8		
A	Evening							33,8		
A	Night							33,8		
B	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (198)	318 775	6 526 571	106,6		4	45	40,5	Yes	41
B	Day							34,1		
B	Evening							34,1		
B	Night							34,1		
C	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (199)	319 010	6 526 620	115,3		4	45	41,2	Yes	41
C	Day							34,8		
C	Evening							34,8		
C	Night							34,8		
D	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (200)	318 939	6 526 652	112,8		4	45	41	Yes	41
D	Day							34,6		
D	Evening							34,6		
D	Night							34,6		
E	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (201)	318 877	6 526 686	117,4		4	45	41	Yes	41
E	Day							34,6		
E	Evening							34,6		
E	Night							34,6		
F	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (202)	319 053	6 526 760	130		4	45	41,3	Yes	41
F	Day							34,9		
F	Evening							34,9		
F	Night							34,9		
G	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (203)	319 070	6 526 741	130		4	45	41,4	Yes	41
G	Day							35		
G	Evening							35		
G	Night							35		
H	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (204)	319 085	6 526 582	117,4		4	45	41,9	Yes	42
H	Day							35,5		
H	Evening							35,5		
H	Night							35,5		
I	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (205)	319 097	6 526 625	130		4	45	41,9	Yes	42
I	Day							35,5		
I	Evening							35,5		
I	Night							35,5		
J	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (206)	319 115	6 526 579	119		4	45	42	Yes	42
J	Day							35,6		
J	Evening							35,6		
J	Night							35,6		
K	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (207)	319 136	6 526 589	120		4	45	42,3	Yes	42
K	Day							35,9		
K	Evening							35,9		
K	Night							35,9		
L	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (208)	318 983	6 526 500	122,2		4	45	41,1	Yes	41
L	Day							34,7		
L	Evening							34,7		
L	Night							34,7		
M	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (209)	318 945	6 526 486	123,7		4	45	40,7	Yes	41
M	Day							34,3		
M	Evening							34,3		
M	Night							34,3		
N	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (210)	318 695	6 526 290	145,7		4	45	40	Yes	40
N	Day							33,6		
N	Evening							33,6		
N	Night							33,6		
O	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (211)	318 715	6 526 258	149,7		4	45	39,7	Yes	40
O	Day							33,3		
O	Evening							33,3		
O	Night							33,3		
P	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (212)	318 734	6 526 247	150		4	45	40,1	Yes	40
P	Day							33,7		
P	Evening							33,7		
P	Night							33,7		
Q	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (213)	318 798	6 526 194	150		4	45	41,1	Yes	41
Q	Day							34,7		
Q	Evening							34,7		
Q	Night							34,7		
R	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (214)	318 795	6 526 154	150		4	45	40,6	Yes	41
R	Day							34,2		
R	Evening							34,2		
R	Night							34,2		
S	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (215)	318 733	6 526 101	154,4		4	45	40,7	Yes	41
S	Day							34,3		
S	Evening							34,3		
S	Night							34,3		
T	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (216)	318 749	6 526 073	152,5		4	45	40,8	Yes	41
T	Day							34,4		

T	Evening						34,4		
T	Night						34,4		
U	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (217)	318 800 6 526 079	148,2		4	45	41,1 Yes		41
U	Day						34,7		
U	Evening						34,7		
U	Night						34,7		
V	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (218)	318 619 6 526 178	156,4		4	45	39,6 Yes		40
V	Day						33,2		
V	Evening						33,2		
V	Night						33,2		
W	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (219)	319 156 6 526 096	117,7		4	45	42,4 Yes		42
W	Day						36		
W	Evening						36		
W	Night						36		
X	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (220)	319 087 6 526 471	131,2		4	45	41,7 Yes		42
X	Day						35,3		
X	Evening						35,3		
X	Night						35,3		
Y	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (221)	319 181 6 526 611	125		4	45	42,4 Yes		42
Y	Day						36		
Y	Evening						36		
Y	Night						36		
Z	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (222)	319 200 6 526 612	126,7		4	45	43 Yes		43
Z	Day						36,6		
Z	Evening						36,6		
Z	Night						36,6		
AA	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (223)	319 213 6 526 726	135,9		4	45	42,6 Yes		43
AA	Day						36,2		
AA	Evening						36,2		
AA	Night						36,2		
AB	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (224)	319 168 6 526 749	135		4	45	42,3 Yes		42
AB	Day						35,9		
AB	Evening						35,9		
AB	Night						35,9		
AC	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (225)	319 268 6 526 756	139,4		4	45	42,9 Yes		43
AC	Day						36,6		
AC	Evening						36,6		
AC	Night						36,6		
AD	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (226)	319 474 6 526 884	132,7		4	45	43,8 Yes		44
AD	Day						37,4		
AD	Evening						37,4		
AD	Night						37,4		
AE	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (227)	319 323 6 526 863	136,1		4	45	42,8 Yes		43
AE	Day						36,4		
AE	Evening						36,4		
AE	Night						36,4		
AF	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (228)	319 430 6 526 978	135		4	45	42,9 Yes		43
AF	Day						36,5		
AF	Evening						36,5		
AF	Night						36,5		
AG	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (229)	319 457 6 527 000	135		4	45	43 Yes		43
AG	Day						36,6		
AG	Evening						36,6		
AG	Night						36,6		
AH	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (230)	319 606 6 526 941	130		4	45	43,6 Yes		44
AH	Day						37,2		
AH	Evening						37,2		
AH	Night						37,2		
AI	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (231)	319 600 6 526 668	141,6		4	45	45 Yes		45
AI	Day						38,6		
AI	Evening						38,6		
AI	Night						38,6		
AJ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (232)	319 748 6 526 664	150		4	45	46,4 No		46
AJ	Day						40		
AJ	Evening						40		
AJ	Night						40		
AK	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (233)	319 745 6 526 607	150		4	45	45,6 No		46
AK	Day						39,2		
AK	Evening						39,2		
AK	Night						39,2		
AL	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (234)	319 777 6 526 603	150		4	45	45,5 No		46
AL	Day						39,2		
AL	Evening						39,2		
AL	Night						39,2		
AM	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (235)	319 881 6 526 776	153		4	45	46,6 No		47
AM	Day						40,2		
AM	Evening						40,2		
AM	Night						40,2		
AN	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (236)	319 918 6 526 759	155		4	45	45,9 No		46
AN	Day						39,5		
AN	Evening						39,5		
AN	Night						39,5		
AO	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (237)	319 863 6 526 893	144		4	45	45,4 No		45

AO	Day						39		
AO	Evening						39		
AO	Night						39		
AP	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (238)	319 845	6 527 175	140	4	45	44,2 Yes		44
AP	Day						37,8		
AP	Evening						37,8		
AP	Night						37,8		
AQ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (239)	319 845	6 527 175	140	4	45	44,2 Yes		44
AQ	Day						37,8		
AQ	Evening						37,8		
AQ	Night						37,8		
AR	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (240)	319 882	6 527 175	140	4	45	42,8 Yes		43
AR	Day						36,4		
AR	Evening						36,4		
AR	Night						36,4		
AS	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (241)	319 941	6 527 181	140,8	4	45	43,3 Yes		43
AS	Day						36,9		
AS	Evening						36,9		
AS	Night						36,9		
AT	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (242)	319 967	6 527 192	141,9	4	45	44,3 Yes		44
AT	Day						37,9		
AT	Evening						37,9		
AT	Night						37,9		
AU	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (243)	320 048	6 527 092	146,2	4	45	45,1 No		45
AU	Day						38,7		
AU	Evening						38,7		
AU	Night						38,7		
AV	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (244)	320 138	6 527 206	145	4	45	44,6 Yes		45
AV	Day						38,2		
AV	Evening						38,2		
AV	Night						38,2		
AW	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (245)	320 138	6 527 234	145	4	45	44,7 Yes		45
AW	Day						38,3		
AW	Evening						38,3		
AW	Night						38,3		
AX	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (246)	320 238	6 527 263	145	4	45	46,2 No		46
AX	Day						39,9		
AX	Evening						39,9		
AX	Night						39,9		
AY	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (247)	320 359	6 527 162	154,1	4	45	46,9 No		47
AY	Day						40,5		
AY	Evening						40,5		
AY	Night						40,5		
AZ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (248)	320 410	6 527 154	155,3	4	45	47,7 No		48
AZ	Day						41,3		
AZ	Evening						41,3		
AZ	Night						41,3		
BA	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (249)	320 562	6 527 183	152,1	4	45	47 No		47
BA	Day						40,6		
BA	Evening						40,6		
BA	Night						40,6		
BB	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (250)	320 501	6 527 207	153,2	4	45	46,4 No		46
BB	Day						40		
BB	Evening						40		
BB	Night						40		
BC	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (251)	320 778	6 527 236	142,4	4	45	45,6 No		46
BC	Day						39,2		
BC	Evening						39,2		
BC	Night						39,2		
BD	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (252)	320 256	6 527 461	145,4	4	45	43,9 Yes		44
BD	Day						37,5		
BD	Evening						37,5		
BD	Night						37,5		
BE	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (253)	320 437	6 527 607	135	4	45	43,3 Yes		43
BE	Day						36,9		
BE	Evening						36,9		
BE	Night						36,9		
BF	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (254)	321 071	6 527 753	105	4	45	43,4 Yes		43
BF	Day						37		
BF	Evening						37		
BF	Night						37		
BG	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (255)	321 086	6 527 763	105	4	45	43 Yes		43
BG	Day						36,6		
BG	Evening						36,6		
BG	Night						36,6		
BH	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (256)	320 976	6 527 784	108,3	4	45	43,4 Yes		43
BH	Day						37		
BH	Evening						37		
BH	Night						37		
BI	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (257)	320 927	6 527 791	111,5	4	45	43,4 Yes		43
BI	Day						37		
BI	Evening						37		
BI	Night						37		

BJ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (258)	321 691 6 528 053	106,1	4	45	39,9	Yes	40
BJ	Day					33,5		
BJ	Evening					33,5		
BJ	Night					33,5		
BK	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (259)	321 716 6 528 030	109,8	4	45	39,8	Yes	40
BK	Day					33,4		
BK	Evening					33,4		
BK	Night					33,4		
BL	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (260)	321 726 6 527 917	106	4	45	40,3	Yes	40
BL	Day					33,9		
BL	Evening					33,9		
BL	Night					33,9		
BM	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (261)	321 823 6 528 360	93,4	4	45	38,8	Yes	39
BM	Day					32,4		
BM	Evening					32,4		
BM	Night					32,4		
BN	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (262)	321 862 6 528 152	105	4	45	39,6	Yes	40
BN	Day					33,2		
BN	Evening					33,2		
BN	Night					33,2		
BO	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (263)	321 831 6 528 126	110	4	45	39,2	Yes	39
BO	Day					32,8		
BO	Evening					32,8		
BO	Night					32,8		
BP	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (264)	322 125 6 528 351	91,7	4	45	37,4	Yes	37
BP	Day					31		
BP	Evening					31		
BP	Night					31		
BQ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (265)	322 056 6 528 172	95	4	45	38,9	Yes	39
BQ	Day					32,5		
BQ	Evening					32,5		
BQ	Night					32,5		
BR	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (266)	322 112 6 528 142	92,8	4	45	38,5	Yes	39
BR	Day					32,1		
BR	Evening					32,1		
BR	Night					32,1		
BS	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (267)	322 206 6 528 156	91,1	4	45	38,1	Yes	38
BS	Day					31,7		
BS	Evening					31,7		
BS	Night					31,7		
BT	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (268)	322 061 6 528 593	75,8	4	45	36,7	Yes	37
BT	Day					30,3		
BT	Evening					30,3		
BT	Night					30,3		
BU	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (269)	322 031 6 528 588	76,3	4	45	36,9	Yes	37
BU	Day					30,6		
BU	Evening					30,6		
BU	Night					30,6		
BV	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (270)	322 142 6 528 837	66,1	4	45	35,6	Yes	36
BV	Day					29,2		
BV	Evening					29,2		
BV	Night					29,2		
BW	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (271)	322 144 6 528 859	65	4	45	35,9	Yes	36
BW	Day					29,5		
BW	Evening					29,5		
BW	Night					29,5		
BX	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (272)	322 094 6 528 883	65	4	45	35,5	Yes	36
BX	Day					29,1		
BX	Evening					29,1		
BX	Night					29,1		
BY	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (273)	322 227 6 528 986	64,9	4	45	34,8	Yes	35
BY	Day					28,4		
BY	Evening					28,4		
BY	Night					28,4		
BZ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (274)	321 930 6 529 055	67,5	4	45	35,5	Yes	36
BZ	Day					29,1		
BZ	Evening					29,1		
BZ	Night					29,1		
CA	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (275)	321 857 6 529 013	70	4	45	36,1	Yes	36
CA	Day					29,7		
CA	Evening					29,7		
CA	Night					29,7		
CB	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (276)	321 759 6 529 138	71,1	4	45	35,5	Yes	36
CB	Day					29,1		
CB	Evening					29,1		
CB	Night					29,1		
CC	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (277)	321 775 6 529 214	66	4	45	34,7	Yes	35
CC	Day					28,3		
CC	Evening					28,3		
CC	Night					28,3		
CD	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (278)	322 086 6 529 194	55	4	45	34	Yes	34
CD	Day					27,6		
CD	Evening					27,6		

CD	Night						27,6	
CE	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (279)	322 060	6 529 208	56,3	4	45	34,1 Yes	34
CE	Day						27,7	
CE	Evening						27,7	
CE	Night						27,7	
CF	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (280)	322 183	6 529 334	35,9	4	45	33,4 Yes	33
CF	Day						27	
CF	Evening						27	
CF	Night						27	
CG	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (281)	322 232	6 529 368	35	4	45	33,5 Yes	34
CG	Day						27,2	
CG	Evening						27,2	
CG	Night						27,2	
CH	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (282)	322 219	6 529 439	31,5	4	45	33,1 Yes	33
CH	Day						26,7	
CH	Evening						26,7	
CH	Night						26,7	
CI	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (284)	322 307	6 529 368	35	4	45	33 Yes	33
CI	Day						26,6	
CI	Evening						26,6	
CI	Night						26,6	
CJ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (285)	322 311	6 529 311	38,2	4	45	33,6 Yes	34
CJ	Day						27,2	
CJ	Evening						27,2	
CJ	Night						27,2	
CK	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (286)	322 343	6 529 280	40	4	45	33,7 Yes	34
CK	Day						27,3	
CK	Evening						27,3	
CK	Night						27,3	
CL	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (287)	322 387	6 529 424	35	4	45	33,2 Yes	33
CL	Day						26,8	
CL	Evening						26,8	
CL	Night						26,8	
CM	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (288)	322 425	6 529 269	46,7	4	45	33,4 Yes	33
CM	Day						27	
CM	Evening						27	
CM	Night						27	
CN	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (289)	322 443	6 529 299	42,2	4	45	33 Yes	33
CN	Day						26,6	
CN	Evening						26,6	
CN	Night						26,6	
CO	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (290)	322 495	6 529 178	67,3	4	45	35,2 Yes	35
CO	Day						28,8	
CO	Evening						28,8	
CO	Night						28,8	
CP	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (291)	322 514	6 529 193	67,2	4	45	35 Yes	35
CP	Day						28,6	
CP	Evening						28,6	
CP	Night						28,6	
CQ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (292)	322 532	6 529 182	69,9	4	45	34,9 Yes	35
CQ	Day						28,5	
CQ	Evening						28,5	
CQ	Night						28,5	
CR	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (293)	322 557	6 529 158	75,6	4	45	34,7 Yes	35
CR	Day						28,3	
CR	Evening						28,3	
CR	Night						28,3	
CS	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (294)	322 576	6 529 162	77,4	4	45	34,5 Yes	35
CS	Day						28,1	
CS	Evening						28,1	
CS	Night						28,1	
CT	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (295)	322 519	6 529 061	72,4	4	45	35,1 Yes	35
CT	Day						28,7	
CT	Evening						28,7	
CT	Night						28,7	
CU	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (296)	322 658	6 529 082	90	4	45	34 Yes	34
CU	Day						27,6	
CU	Evening						27,6	
CU	Night						27,6	
CV	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (297)	322 641	6 529 001	88,3	4	45	34,8 Yes	35
CV	Day						28,4	
CV	Evening						28,4	
CV	Night						28,4	
CW	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (298)	322 731	6 528 839	110	4	45	35,1 Yes	35
CW	Day						28,7	
CW	Evening						28,7	
CW	Night						28,7	
CX	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (299)	322 649	6 528 647	110,9	4	45	35,2 Yes	35
CX	Day						28,8	
CX	Evening						28,8	
CX	Night						28,8	
CY	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (300)	322 575	6 528 629	106,2	4	45	35,1 Yes	35
CY	Day						28,7	



CY	Evening							28,7		
CY	Night							28,7		
CZ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (301)	322 495	6 528 672	87,5	4	45		34,4	Yes	34
CZ	Day							28		
CZ	Evening							28		
CZ	Night							28		
DA	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (302)	322 283	6 528 464	75,2	4	45		36,6	Yes	37
DA	Day							30,2		
DA	Evening							30,2		
DA	Night							30,2		
DB	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (303)	318 221	6 524 778	97,8	4	45		36,6	Yes	37
DB	Day							30,2		
DB	Evening							30,2		
DB	Night							30,2		
DC	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (304)	318 173	6 524 753	101,8	4	45		36	Yes	36
DC	Day							29,6		
DC	Evening							29,6		
DC	Night							29,6		
DD	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (305)	318 453	6 524 927	105	4	45		37,6	Yes	38
DD	Day							31,2		
DD	Evening							31,2		
DD	Night							31,2		
DE	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (306)	318 579	6 524 848	106,8	4	45		38	Yes	38
DE	Day							31,6		
DE	Evening							31,6		
DE	Night							31,6		
DF	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (307)	319 011	6 524 268	151,7	4	45		39,8	Yes	40
DF	Day							33,4		
DF	Evening							33,4		
DF	Night							33,4		
DG	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (308)	319 063	6 524 285	150,5	4	45		40,1	Yes	40
DG	Day							33,7		
DG	Evening							33,7		
DG	Night							33,7		
DH	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (309)	319 120	6 524 264	152	4	45		40,3	Yes	40
DH	Day							33,9		
DH	Evening							33,9		
DH	Night							33,9		
DI	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (310)	318 950	6 524 103	175	4	45		39,1	Yes	39
DI	Day							32,7		
DI	Evening							32,7		
DI	Night							32,7		
DJ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (311)	318 761	6 524 362	149,2	4	45		39,5	Yes	40
DJ	Day							33,1		
DJ	Evening							33,1		
DJ	Night							33,1		
DK	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (312)	318 718	6 524 163	174,9	4	45		39	Yes	39
DK	Day							32,6		
DK	Evening							32,6		
DK	Night							32,6		
DL	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (313)	318 762	6 524 145	176	4	45		39,2	Yes	39
DL	Day							32,8		
DL	Evening							32,8		
DL	Night							32,8		
DM	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (314)	319 707	6 524 725	153,6	4	45		43,3	Yes	43
DM	Day							36,9		
DM	Evening							36,9		
DM	Night							36,9		
DN	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (315)	319 820	6 524 779	161,9	4	45		42,4	Yes	42
DN	Day							36		
DN	Evening							36		
DN	Night							36		
DO	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (316)	319 977	6 524 884	186,6	4	45		44,6	Yes	45
DO	Day							38,2		
DO	Evening							38,2		
DO	Night							38,2		
DP	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (317)	319 951	6 524 939	192,9	4	45		31,9	Yes	32
DP	Day							25,5		
DP	Evening							25,5		
DP	Night							25,5		
DQ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (318)	319 933	6 524 495	155,4	4	45		45,3	No	45
DQ	Day							38,9		
DQ	Evening							38,9		
DQ	Night							38,9		
DR	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (319)	320 470	6 524 440	172,3	4	45		45,6	No	46
DR	Day							39,2		
DR	Evening							39,2		
DR	Night							39,2		
DS	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (320)	320 419	6 524 455	171,5	4	45		45,8	No	46
DS	Day							39,4		
DS	Evening							39,4		
DS	Night							39,4		
DT	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (321)	320 803	6 524 206	187	4	45		44,4	Yes	44

DT	Day							38		
DT	Evening							38		
DT	Night							38		
DU	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (322)	320 692	6 524 158	191,2		4	45	43,7 Yes		44
DU	Day							37,3		
DU	Evening							37,3		
DU	Night							37,3		
DV	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (323)	320 740	6 523 964	217,7		4	45	42,3 Yes		42
DV	Day							35,9		
DV	Evening							35,9		
DV	Night							35,9		
DW	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (324)	320 737	6 523 908	225		4	45	41,9 Yes		42
DW	Day							35,5		
DW	Evening							35,5		
DW	Night							35,5		
DX	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (325)	320 599	6 523 860	230		4	45	41,8 Yes		42
DX	Day							35,4		
DX	Evening							35,4		
DX	Night							35,4		
DY	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (326)	320 709	6 523 750	226,2		4	45	41,2 Yes		41
DY	Day							34,8		
DY	Evening							34,8		
DY	Night							34,8		
DZ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (327)	320 863	6 523 703	228,9		4	45	39,6 Yes		40
DZ	Day							33,2		
DZ	Evening							33,2		
DZ	Night							33,2		
EA	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (328)	320 841	6 523 661	230,1		4	45	39,5 Yes		40
EA	Day							33,1		
EA	Evening							33,1		
EA	Night							33,1		
EB	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (329)	321 197	6 524 351	175,9		4	45	46 No		46
EB	Day							39,6		
EB	Evening							39,6		
EB	Night							39,6		
EC	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (330)	321 147	6 524 925	207,4		4	45	48,9 No		49
EC	Day							42,5		
EC	Evening							42,5		
EC	Night							42,5		
ED	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (331)	321 117	6 524 944	211,2		4	45	48,7 No		49
ED	Day							42,4		
ED	Evening							42,4		
ED	Night							42,4		
EE	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (332)	321 078	6 524 886	206,2		4	45	48,7 No		49
EE	Day							42,3		
EE	Evening							42,3		
EE	Night							42,3		
EF	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (333)	321 027	6 524 753	183,3		4	45	47,3 No		47
EF	Day							40,9		
EF	Evening							40,9		
EF	Night							40,9		
EG	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (334)	321 026	6 524 944	209,5		4	45	43,8 Yes		44
EG	Day							37,4		
EG	Evening							37,4		
EG	Night							37,4		
EH	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (335)	321 044	6 524 950	210,8		4	45	45,5 No		46
EH	Day							39,1		
EH	Evening							39,1		
EH	Night							39,1		
EI	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (336)	321 084	6 524 991	217,6		4	45	43 Yes		43
EI	Day							36,7		
EI	Evening							36,7		
EI	Night							36,7		
EJ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (337)	321 700	6 524 979	185		4	45	48,4 No		48
EJ	Day							42		
EJ	Evening							42		
EJ	Night							42		
EK	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (338)	321 668	6 524 944	183,1		4	45	47,4 No		47
EK	Day							41		
EK	Evening							41		
EK	Night							41		
EL	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (339)	321 668	6 524 998	188,6		4	45	48,6 No		49
EL	Day							42,2		
EL	Evening							42,2		
EL	Night							42,2		
EM	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (340)	321 701	6 525 013	190		4	45	48,9 No		49
EM	Day							42,5		
EM	Evening							42,5		
EM	Night							42,5		
EN	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (341)	322 253	6 525 070	180		4	45	45,4 No		45
EN	Day							39		
EN	Evening							39		
EN	Night							39		

EO	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (342)	322 221 6 525 062	179,4	4	45	45,7 No	46
EO	Day					39,3	
EO	Evening					39,3	
EO	Night					39,3	
EP	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (343)	322 735 6 526 495	249,2	4	45	44,6 Yes	45
EP	Day					38,2	
EP	Evening					38,2	
EP	Night					38,2	
EQ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (344)	322 782 6 526 635	255,2	4	45	44,1 Yes	44
EQ	Day					37,7	
EQ	Evening					37,7	
EQ	Night					37,7	
ER	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (345)	322 752 6 526 626	252	4	45	44,2 Yes	44
ER	Day					37,8	
ER	Evening					37,8	
ER	Night					37,8	
ES	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (346)	322 664 6 526 739	243,4	4	45	42,6 Yes	43
ES	Day					36,2	
ES	Evening					36,2	
ES	Night					36,2	
ET	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (347)	322 651 6 526 725	242,5	4	45	42,5 Yes	43
ET	Day					36,1	
ET	Evening					36,1	
ET	Night					36,1	
EU	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (348)	322 667 6 526 758	242,1	4	45	42,5 Yes	43
EU	Day					36,1	
EU	Evening					36,1	
EU	Night					36,1	
EV	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (349)	322 510 6 526 499	227	4	45	45,4 No	45
EV	Day					39	
EV	Evening					39	
EV	Night					39	
EW	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (350)	321 501 6 524 140	185	4	45	43,6 Yes	44
EW	Day					37,2	
EW	Evening					37,2	
EW	Night					37,2	
EX	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (351)	321 457 6 523 765	238,4	4	45	41,9 Yes	42
EX	Day					35,5	
EX	Evening					35,5	
EX	Night					35,5	
EY	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (352)	321 622 6 523 873	209,6	4	45	41 Yes	41
EY	Day					34,6	
EY	Evening					34,6	
EY	Night					34,6	
EZ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (353)	321 549 6 523 531	277,8	4	45	39,7 Yes	40
EZ	Day					33,3	
EZ	Evening					33,3	
EZ	Night					33,3	
FA	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (354)	321 925 6 523 730	228,2	4	45	40,2 Yes	40
FA	Day					33,8	
FA	Evening					33,8	
FA	Night					33,8	
FB	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (355)	321 968 6 523 790	221,6	4	45	40,6 Yes	41
FB	Day					34,2	
FB	Evening					34,2	
FB	Night					34,2	
FC	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (356)	322 102 6 523 620	236	4	45	39,5 Yes	40
FC	Day					33,1	
FC	Evening					33,1	
FC	Night					33,1	
FD	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (357)	322 236 6 523 689	215	4	45	40,1 Yes	40
FD	Day					33,7	
FD	Evening					33,7	
FD	Night					33,7	
FE	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (358)	322 406 6 523 815	205,7	4	45	36,2 Yes	36
FE	Day					29,8	
FE	Evening					29,8	
FE	Night					29,8	
FF	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (359)	322 445 6 524 026	295	4	45	41,1 Yes	41
FF	Day					34,7	
FF	Evening					34,7	
FF	Night					34,7	
FG	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (360)	322 073 6 524 090	198,3	4	45	41,9 Yes	42
FG	Day					35,5	
FG	Evening					35,5	
FG	Night					35,5	
FH	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (361)	322 093 6 524 123	200,3	4	45	41,4 Yes	41
FH	Day					35,1	
FH	Evening					35,1	
FH	Night					35,1	
FI	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (362)	321 845 6 524 298	177,1	4	45	43,5 Yes	44
FI	Day					37,1	
FI	Evening					37,1	

FI	Night							37,1	
FJ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (363)	322 905	6 524 006	214,3	4	45	31,7	Yes	32
FJ	Day						25,3		
FJ	Evening						25,3		
FJ	Night						25,3		
FK	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (364)	322 884	6 524 036	216,8	4	45	29,6	Yes	30
FK	Day						23,2		
FK	Evening						23,2		
FK	Night						23,2		
FL	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (365)	323 267	6 524 174	221	4	45	30,3	Yes	30
FL	Day						24		
FL	Evening						24		
FL	Night						24		
FM	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (366)	323 303	6 524 112	211,1	4	45	31	Yes	31
FM	Day						24,6		
FM	Evening						24,6		
FM	Night						24,6		
FN	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (367)	323 320	6 524 074	205	4	45	31	Yes	31
FN	Day						24,7		
FN	Evening						24,7		
FN	Night						24,7		
FO	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (368)	323 348	6 524 073	206,4	4	45	32,8	Yes	33
FO	Day						26,4		
FO	Evening						26,4		
FO	Night						26,4		
FP	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (369)	323 261	6 524 238	226,5	4	45	34,1	Yes	34
FP	Day						27,7		
FP	Evening						27,7		
FP	Night						27,7		
FQ	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (370)	323 322	6 524 286	225	4	45	30,5	Yes	31
FQ	Day						24,1		
FQ	Evening						24,1		
FQ	Night						24,1		
FR	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (371)	323 343	6 524 270	222	4	45	31	Yes	31
FR	Day						24,6		
FR	Evening						24,6		
FR	Night						24,6		
FS	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (372)	323 497	6 524 694	229,5	4	45	17,3	Yes	17
FS	Day						10,9		
FS	Evening						10,9		
FS	Night						10,9		
FT	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (373)	323 567	6 524 673	213,9	4	45	17,5	Yes	18
FT	Day						11,1		
FT	Evening						11,1		
FT	Night						11,1		

# Calculation of noise immission from wind turbines

## Wind farm Vardafjellet



### Client information

**Project:** Wind farm Vardafjellet  
**Client:** Nordisk Vindkraft Norge AS  
**Client reference:** Gudmund S. Sydness

### Project information

**Document-ID:** 10-17005 A01-A02  
**Project nr:** 10-17005  
**Date:** 2019-09-13

### Company information

**Name:** Akustikkonsulten i Sverige AB  
**Address:** Ringvägen 45B, 118 63 Stockholm  
**Phone:** +46(0)8-29 89 00  
**E-mail:** info@akustikkonsulten.se

Date: 2019-09-13

Project: Wind Farm Vardafjellet

# Table of contents



Page	Content
<b>3-12</b>	<b>WTG and calculation data</b>
3-4	Calculation conditions
5	Calculation uncertainty
6	Method description
7	Wind shadow
8	Noise data
9-10	Wind data
11	WTG data
12	Ground absorption map
13	Ground model
<b>14-23</b>	<b>Result noise immission</b>
14-21	Case A01-A02 - Result point calculation
22	Case A01 - Noise map
23	Case A02 - Noise map

Wind Farm	WTG type	Number of WTG	Hub height [m]	Total height [m]	Noise emission [dBA]
Vardafjellet	Vestas V117 HWO	7	91,5	150	92,8-106,0

Calculation parameters		Calculation cases
Calculation program	SoundPLAN 7.4	<b>A01:</b> "Worst case støyberegninger" with downwind from all wind directions for 8 m/s at 10 m height with noise emission 106,0 dBA. WTG in operation 365 days a year (8760 hours). <b>A02:</b> "Støyutredning basert på lokale vindforhold" for 2,5-30,5 m/s at hub height measured wind speed and wind direction distribution in 30° sectors is used according to Table 2. Noise emission for each wind speed at hub height according to Table 1, 92,8-106,0 dBA. This represents a yearly average of $L_{den}$ based on wind speeds on situ, "lokale vindforhold".
Calculation standard	Nord2000	
Search radius	20 000 m	
Calculation height	4,0 m	
Air absorbtion	ISO 9613-1	
Air pressure	1013,25 mbar	
Relative humidity	70%	
Temperature	15 °C	
Temperature gradient	+0,05 °C/m	
Roughness length	0,3 m	
Anemometer height	10 m	
Wind speed	8 m/s	
Standard deviation wind speed	0,5 m/s	
Wind direction	Downwind and wind statistics	
Turbulence strength parameter wind	0,12 m4/3/s2	
Turbulence strength parameter temperature	0,008 K/s2	
Effective flow resistivity Forrest	Impedance class D	
Effective flow resistivity other	Impedance class E	
Effective flow resistivity mountain	Impedance class F	
Effective flow resistivity water	Impedance class H	
Coordinate system	UTM WGS84 Zone: 32	
Height data	5 m height contours	

## Information on calculation parameters

As the weather conditions varies during a normal year, weather parameters according to standard noise calculation methods are used, which are also identical to the values given in the ISA-Standard (International Standard Atmosphere) for air pressure and temperature. The applied relative humidity 70 % and temperature 15 °C is also recommended in the new Finnish guidelines for calculation of wind turbine noise with Nord2000 as well as in the Danish regulations on industrial noise. In the Nordic calculation method for external industrial noise report General Prediction Method, DAL-32, the relative humidity 70 % and temperature 15 °C is used for planning purposes. DAL-32 is an approved method for calculation of wind turbine noise according to chapter 9.8.1 in the Norwegian guidelines on wind turbine noise M-128/2014, Veileder til retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442/2016) (revised August 2018).

It shall be noted that the calculations are performed for a positive temperature gradient which is comparable to moderate inversion. The used value +0,05 °C/m is also the highest approved value according to the measurement method for noise immersion from wind turbines Eiforsk 98:24 as recommended for measurements in M-128/2014. The noise level at a positive temperature gradient is usually higher compared to a negative temperature gradient.

The effective flow resistivity in Nord2000 represent the ground impedance or hardness of the ground. In the guidelines for Nord2000 seven impedance classes are defined, impedance class A-H, where A represents the softest ground for example snow and H represents the hardest ground for example water. In the performed calculations areas with different impedance classes has been specified based on maps and satellite images as well as information from the client. The different areas are shown in page 8 in a ground absorption map. During the winter period, when the ground and trees are covered with snow, a lower noise immersion could be expected. See for example the article impact of snow on sound propagating from wind turbines (Conrady et al), which for example shows that the average noise level is 2 dB lower with snow covered trees.

The calculations are performed with the assumption that the noise sensitive areas (NSP) are located 4,0 m above ground. The height of 4,0 m should be considered decisive according to M-128/2014. Although it shall be noted that sound immersion measurements according to the measurement standard Eiforsk 98:24, recommended in chapter 9.8.5 in M-128/2014, should be performed at 1,2-1,5 m above ground. According to the European directive on environmental noise it is also possible to use calculations on 1,5 m above ground for recreational areas and areas with one-story housing as an additional indicator. The result on 1,5 m above ground should also be considered more representative to the exposure of noise outside of a dwelling.



### Method description

The calculations are performed with the Nordic environmental noise prediction method Nord2000 which is an approved method for calculation of wind turbine noise according to chapter 9.8.1. in the guidelines M-128/2014. Nord2000 takes into account different aspects of noise spreading for example ground impedance, topography and wind direction. The calculations are performed both as "worst case støyberegninger" ([Case A01](#)) and "støytredning basert på lokale vindforhold" ([Case A02](#)) in accordance with chapter 9.8.2-9.8.3 in M-128/2014.

The "worst case støyberegninger" assumes specific weather conditions with a conservative transmission loss, high noise emission and the wind turbines in operation 8760 hours a year (365 days). This is equal to the noise immission during a day with downwind conditions and wind speed 8 m/s at 10 m height. The Calculations according to "støytredning basert på lokale vindforhold" are based on long term wind measurements and also considering the wind speed dependence of the noise emission, both high and low noise emission depending on the wind speed. Such calculations represent a more accurate value of a yearly average  $L_{den}$ . The level of Lden based on "lokale vindforhold" is, according to Akustikkonsultens experience, always lower than  $L_{den}$  for "worst case". This is also mentioned in chapter 9.8.3 in M-128/2014 were for example calculations considering different wind directions (Vindretning) is said to affect the calculation result with  $\pm 1-2$  dB while different wind speed and noise emission (Vindhastighet og kildestøy) could affect the calculation result with up to 8 dB, both cases in comparison to "worst case støyberegninger" calculations.

Unfortunately, M-128/2014 do not present any detailed instructions on how to perform calculations assuming "lokale vindforhold". Akustikkonsulten suggests the method below to perform "støytredning basert på lokale vindforhold" based on long term wind measurements:

1. Sort the wind speed data so it corresponds to the wind speed dependency of the noise emission. For example, the cut-in wind speed, when the blades start to rotate and emit noise, is normally around 3 m/s at hub height for modern wind turbines. Based on wind and noise data for the current project the wind turbines has been assumed to not emit noise for wind speeds below 1,5 m/s, approx. 5,6 % of the year, and the highest noise emission occurs for wind speeds above 9,5 m/s, approx. 36,6 % of the year. For wind speeds between 2,5-8,5 m/s the noise emission is assumed to vary between 92,8-105,1 dBA. The wind speed dependent noise emission is given in Table 1. A conservative approach has been chosen, for example all wind data above 9,5 m/s has been assumed to have the highest noise emission 106,0 dBA.
2. Divide the wind direction data in 30° sectors and calculate the percentual distribution for the wind speeds between 2,5 m/s to  $\geq 9,5$  m/s separately, similar to a wind rose, according to Table 2. The percentage for each wind direction is used for the calculations in step 4, were NSP:s in a dominant wind direction gets more noise during a year.
3. Calculate the noise immission for each wind direction in 30° sectors for wind speeds between 2,5 m/s to  $\geq 9,5$  m/s, a total of 84 calculations. The 12 results, for each wind speed, are then weighted using the wind direction distribution calculated in step 2.
4. The last step is to calculate the yearly average based on the result in step 2-3. The yearly average is weighted using the wind speed distribution between 0,5-30,5 m/s according to Table 2. The result is given in calculation [Case A02](#).

The calculations in [Case A02](#) are performed according to the method described above.

## Calculation uncertainty

The use of the prediction model Nord2000 on wind turbine noise has been evaluated and validated by a Danish research project PSO-07 F & U project no 7389. Noise and energy optimization of wind farms. Validation of the Nord2000 propagation model for use on wind turbine noise., Delta, rapport AV 1236/09 Hörsholm, Danmark 2009. In general, the conclusion is that the calculation results of Nord2000 show good agreement with sound measurements, for simple plain terrain with simple meteorological parameters as well as for complex hilly terrain with complex meteorological conditions. In comparison with ISO 9613-2, Nord2000 is an improvement, especially for the more complex situations.

**Based on the above study it is believed that, with a confidence interval of 90 %, the calculated value is within the interval of (-5, +3 dB) from a measured value for complex norweigan terrain for distances up to 4 km from the wind farm. This confidence interval includes the uncertainty on the noise emission. It shall be noted that the uncertainty increases with the distance from the wind farm. This uncertainty is also expected to include a variation of the meteorological parameter's temperature, air pressure and humidity relative to the assumed values.**

## Wind shadow

The former guide lines for wind turbine noise in Norway, Veileder til Miljøverndepartementets retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (støyretningslinjen) (TA-2115/2005), had special recommendations for dwellings situated in wind shielded areas (wind shadow). The recommended noise limit for wind shielded areas was  $L_{den}=45$  dBA and outside wind shielded areas the noise limit was set to  $L_{den}=50$  dBA. But in the latest revision of the guidelines M-128/2014, dated August 2018, no special noise limits are given for these situations. The following recommendation is mentioned about wind shadow:

*"Hvis en vindturbin er plassert høyt i terrenget og støymottaker ligger i le i dalformasjoner, kan maskeringen fra vinduset reduseres vesentlig fordi mottaker er skjermet for vinden. Mottakeren ligger da i vindskygge, og vil høre støy fra vindturbinene bedre. Det finnes ikke spesielle støykrav ved vindskygge, men spesielt i detaljprosjekteringsfasen bør utreder være oppmerksom på støypålsom bebyggelse som ligger i vindskygge. I slike tilfeller kan støy fra vindturbiner ofte høres best ved vindstyrker i 10 –12 m/s. Dette bør da legges til grunn for støyberegninger."*

Although it can here be noted that in the new guidelines M-128/2014 the old noise limit for wind shielded areas,  $L_{den}=45$  dBA, is used for all areas. This could assume that the updated noise limit considers areas with wind shadows.

All noise calculations and reports produced by Akustikkonsulten undergoes a quality assurance check in accordance with Akustikkonsultens quality system. It could be noted that Akustikkonsulten is one of few noise consultants in the Nordic region that are accredited (by SWEDAC and in compliance with ILAC, International Laboratory Accreditation Cooperation) according to ISO/IEC 17025 General requirements for the competence of testing and calibration laboratories as well as for the measurement standard for noise emission from wind turbines IEC 61400-11. Akustikkonsultens consultants have more than 10 years of experience from noise calculations of wind turbine noise and have performed calculations for more than 500 wind farms over the years.

The performed "worst case støyberegninger" calculations are to be considered as conservative compared to the calculations based on "lokale vindforhold". In addition, the highest noise emission for wind speeds between 3 m/s-20 m/s is assumed in the "worst case støyberegninger" calculations, as recommended in M-128/2014 when there could be a risk for wind shadow. This noise emission also corresponds to the warranted noise emission according to the wind turbine manufacturer.

The calculations for **Case A01** has also been verified against the method in M-128/2014, chapter 11.5 Metode for å beregne støy fra vindturbiner. This method is a linear calculation method and can only calculate the "worst case støyberegninger" downwind case. The result for values above  $L_{den}=40$  dBA are in average 0,5 dBA higher calculated with Nord2000, which shows that an conservative approach has been used for the settings in Nord2000.

Table 1

WTG type	Noise setting <sup>3)</sup>	Wind speed at hub height [m/s] <sup>1)</sup>	Noise emission [dBA]
Vestas V117 HWO	PO1/PO2	3	92,2 <sup>2)</sup>
	PO1/PO2	4 (2,5-3,5)	92,8
	PO1/PO2	5 (4,5)	94,0
	PO1/PO2	6 (5,5)	97,0
	PO1/PO2	7 (6,5)	100,0
	PO1/PO2	8 (7,5)	102,8
	PO1/PO2	9 (8,5)	105,1
	PO1/PO2	≥10 (≥9,5)	106,0

**Reference noise data:** Frequency spectrum at hub height in 1/3-octave bands between 31,5-10 000 Hz has been taken from the WTG manufacturer document *DMS 0081-4480\_00* dated 2018-12-17 and *DMS 0067-7587 V02* dated 2017-12-03, supplied by the client. As the documents are restricted the frequency data cannot be shown. According to the client the noise emission corresponds to the warranted noise emission for the WTG type.

For **Case A01** the noise emission 106,0 dBA is used which corresponds to the value for 11 m/s at hub height or 8 m/s on 10 m height, assuming reference conditions with a roughness length of 0,05 m. This is the highest noise emission for any wind speed according to the document.

For **Case A02** the noise emission corresponding to the wind speed/s within the parenthesis is used. For example, 106,0 dBA is used for all measured wind speeds above 9,5 m/s and 102,8 dBA for the wind speed 7,5 m/s.

<sup>1)</sup>The value within the parenthesis is the measured wind speed ranges according to Table 2. The other wind speed is according to the WTG manufacturer document.

<sup>2)</sup>Just for information, not used in calculation.

<sup>3)</sup>Both noise setting PO1 and PO2 have the same noise emission for all wind speeds according to the WTG manufacturer document.

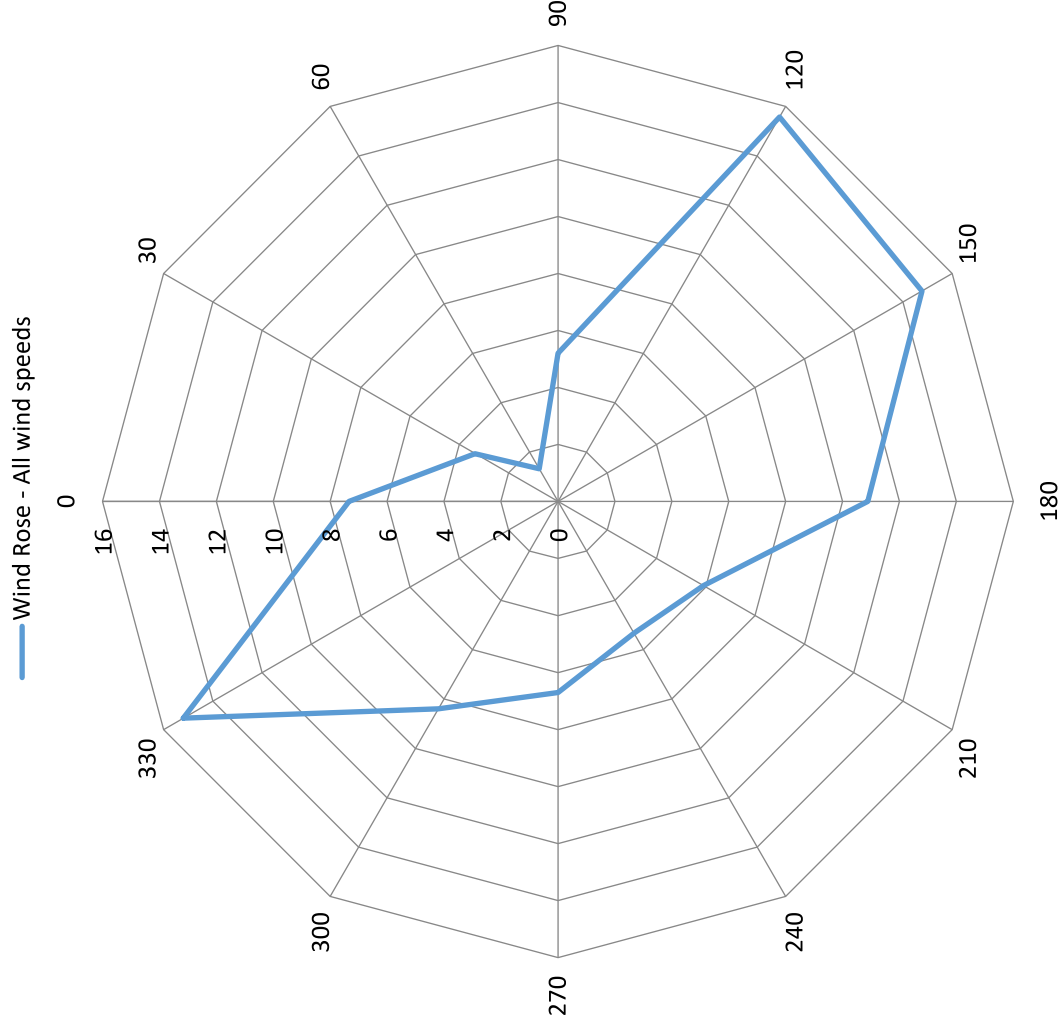
**Disclaimer:** The calculations are valid for the used noise emission and frequency spectrum. Akustikkonsulten gives no guaranty on the actual noise emission level nor frequency spectrum.

# Wind data

Table 2

Wind speed at hh [m/s]	Totalt 8766 hours [%]	0° [%]	30° [%]	60° [%]	90° [%]	120° [%]
0,5-1,5	5,6	0,3	0,2	0,1	0,4	0,9
2,5-3,5	13,4	1,6	1,1	0,4	0,8	1,2
4,5	9,4	1,3	0,8	0,3	0,5	0,8
5,5	9,4	1,1	0,5	0,2	0,6	1,0
6,5	9,0	0,9	0,3	0,1	0,5	1,1
7,5	8,5	0,6	0,2	0,1	0,5	1,1
8,5	8,0	0,5	0,1	0,1	0,4	1,1
9,5-30,5	36,6	1,0	0,2	0,1	1,6	8,5
<b>All wind speeds</b>	<b>100,0</b>	<b>7,3</b>	<b>3,4</b>	<b>1,3</b>	<b>5,2</b>	<b>15,6</b>
Wind speed at hh [m/s]	150° [%]	180° [%]	210° [%]	240° [%]	270° [%]	300° [%]
0,5-1,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5	0,6
2,5-3,5	1,0	1,0	0,8	0,9	1,2	1,4
4,5	0,7	0,7	0,5	0,5	0,7	0,9
5,5	0,8	0,8	0,5	0,5	0,7	0,9
6,5	1,0	1,0	0,5	0,5	0,6	0,8
7,5	1,2	1,1	0,6	0,5	0,6	0,8
8,5	1,2	1,1	0,6	0,5	0,5	0,7
9,5-30,5	8,3	4,7	2,1	1,6	1,9	2,3
<b>All wind speeds</b>	<b>14,8</b>	<b>10,9</b>	<b>5,9</b>	<b>5,3</b>	<b>6,7</b>	<b>8,4</b>
Wind speed at hh [m/s]	330° [%]	<p><b>Wind distribution used in calculation</b>  <b>A02:</b> Both wind speed and wind direction distribution is used for wind speed 0,5-30,5 m/s, green values.  This case represents an accurate yearly average of <math>L_{den}</math>.</p>				
0,5-1,5	0,8					
2,5-3,5	2,2					
4,5	1,7					
5,5	1,8					
6,5	1,6					
7,5	1,5					
8,5	1,3					
9,5-30,5	4,3					
<b>All wind speeds</b>	<b>15,2</b>					

# Wind data



Date: 2019-09-13

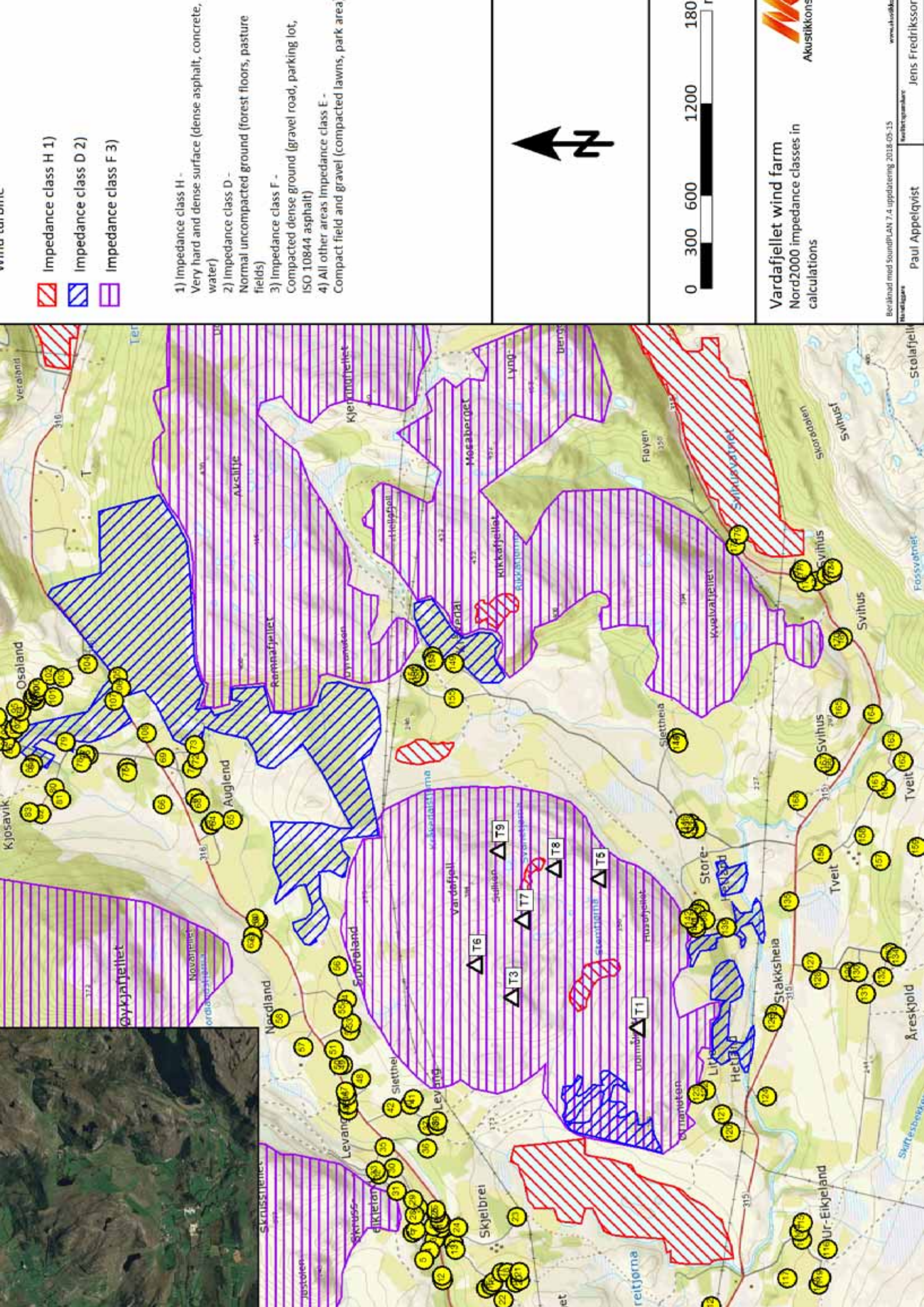
Project: Wind Farm Vardafjellet




## WTG data



### Wind Farm Vardafjellet

WTG	X [m]	Y [m]	Hub height [m]	Hub height level [mas]	Ground level [mas]	Noise emission [dB(A)]	Noise setting
T1	320377	6525309	91,5	360	268	92,8-106,0	PO2
T3	320572	6526115	91,5	387	295	92,8-106,0	PO2
T5	321340	6525559	91,5	412	321	92,8-106,0	PO2
T6	320783	6526348	91,5	392	300	92,8-106,0	PO2
T7	321074	6526045	91,5	405	314	92,8-106,0	PO1
T8	321406	6525846	91,5	419	327	92,8-106,0	PO2
T9	321520	6526202	91,5	430	338	92,8-106,0	PO2



-  Impedance class H 1)
-  Impedance class D 2)
-  Impedance class F 3)

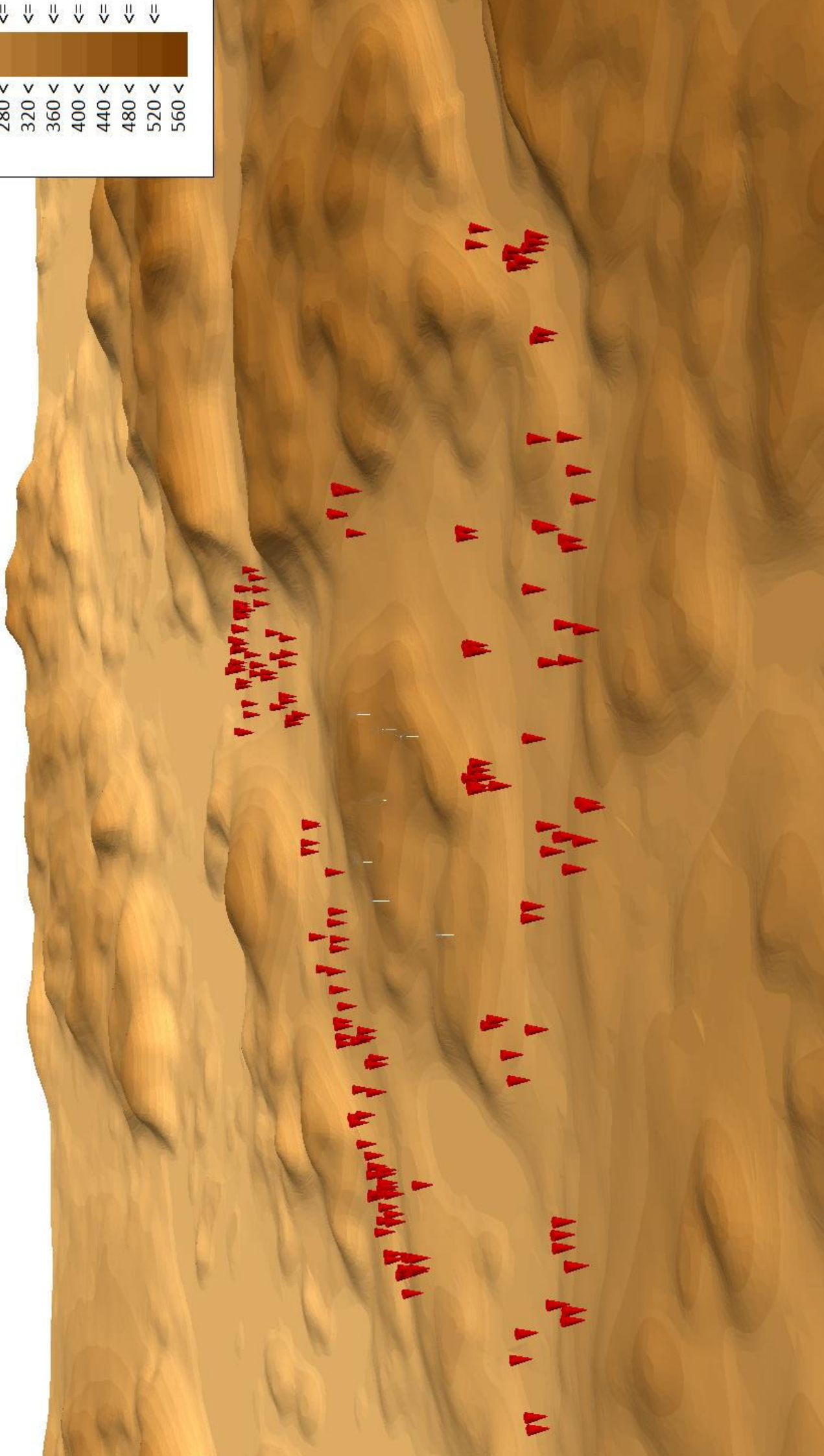
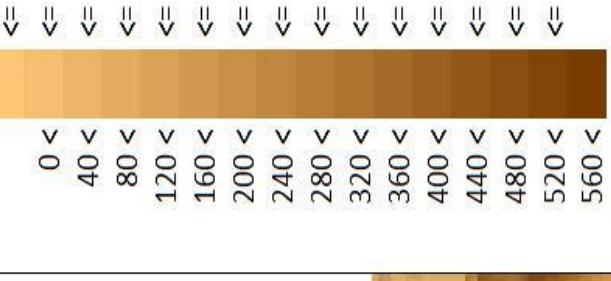
- 1) Impedance class H -  
Very hard and dense surface (dense asphalt, concrete, water)
- 2) Impedance class D -  
Normal uncompacted ground (forest floors, pasture fields)
- 3) Impedance class F -  
Compacted dense ground (gravel road, parking lot, ISO 10844 asphalt)
- 4) All other areas impedance class E -  
Compact field and gravel (compacted lawns, park area)



**Vardafjellet wind farm**  
 Nord2000 impedance classes in  
 calculations







# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	L <sub>den</sub> [dBA]		Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
					A01	A02	T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
1	318747	6526569	108	4,0 m	40	36	2060	1881	2783	2048	2385	2756	2797		
2	318775	6526571	109	4,0 m	40	37	2039	1854	2757	2020	2358	2729	2770		
3	319010	6526620	115	4,0 m	41	38	1894	1642	2560	1794	2143	2518	2545		
4	318939	6526652	115	4,0 m	41	38	1968	1719	2638	1869	2220	2595	2620		
5	318877	6526686	115	4,0 m	40	37	2036	1789	2709	1936	2289	2665	2687		
6	319053	6526760	125	4,0 m	41	38	1964	1650	2583	1778	2144	2524	2529		
7	319070	6526741	124	4,0 m	42	38	1939	1627	2559	1758	2121	2502	2509		
8	319085	6526582	122	4,0 m	41	38	1814	1559	2476	1714	2060	2435	2464		
9	319097	6526625	121	4,0 m	41	38	1836	1561	2483	1709	2060	2437	2460		
10	319115	6526579	125	4,0 m	41	39	1790	1529	2448	1684	2030	2405	2434		
11	319136	6526589	124	4,0 m	41	38	1783	1512	2433	1665	2013	2389	2415		
12	318983	6526500	126	4,0 m	41	38	1833	1635	2538	1806	2140	2510	2554		
13	318945	6526486	126	4,0 m	41	38	1854	1669	2568	1843	2174	2543	2591		
14	318695	6526290	148	4,0 m	40	37	1947	1885	2744	2089	2392	2747	2826		
15	318715	6526258	151	4,0 m	41	37	1914	1862	2716	2070	2369	2722	2806		
16	318734	6526247	151	4,0 m	41	37	1892	1843	2695	2051	2349	2702	2786		
17	318798	6526194	151	4,0 m	41	38	1810	1776	2620	1991	2281	2631	2722		
18	318795	6526154	151	4,0 m	42	38	1794	1777	2614	1997	2282	2629	2725		
19	318733	6526101	154	4,0 m	41	38	1825	1839	2663	2065	2342	2685	2789		
20	318749	6526073	153	4,0 m	41	39	1798	1823	2641	2053	2325	2667	2774		
21	318800	6526079	150	4,0 m	42	39	1755	1772	2593	2001	2274	2616	2723		
22	318619	6526178	156	4,0 m	41	38	1961	1954	2791	2171	2459	2807	2901		
23	319156	6526096	118	4,0 m	43	40	1453	1416	2249	1646	1919	2264	2366		
24	319087	6526471	134	4,0 m	42	39	1736	1527	2431	1700	2032	2402	2448		
25	319181	6526611	125	4,0 m	42	39	1768	1477	2402	1623	1976	2353	2374		
26	319200	6526612	125	4,0 m	42	39	1756	1459	2385	1605	1958	2335	2356		
27	319213	6526726	131	4,0 m	43	39	1834	1490	2426	1615	1982	2363	2366		
28	319168	6526749	131	4,0 m	42	39	1880	1541	2477	1664	2032	2413	2415		
29	319268	6526756	135	4,0 m	43	40	1823	1453	2393	1569	1941	2324	2319		

# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	L <sub>den</sub> [dBA]		Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
					A01	A02	T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
30	319474	6526884	133	4,0 m	43	40	1815	1341	2289	1414	1807	2193	2157		
31	319323	6526863	139	4,0 m	42	39	1878	1456	2402	1548	1933	2318	2294		
32	319430	6526978	140	4,0 m	42	39	1919	1431	2379	1492	1890	2277	2229		
33	319457	6527000	139	4,0 m	43	40	1925	1424	2371	1478	1878	2265	2212		
35	319606	6526941	130	4,0 m	43	40	1805	1271	2217	1318	1720	2107	2052		
36	319600	6526668	145	4,0 m	44	41	1565	1118	2063	1226	1600	1984	1976		
37	319748	6526664	150	4,0 m	45	42	1494	990	1938	1082	1463	1849	1831		
38	319745	6526607	150	4,0 m	45	42	1444	962	1908	1070	1443	1827	1821		
39	319777	6526603	150	4,0 m	46	42	1426	933	1880	1038	1412	1796	1789		
40	319881	6526776	153	4,0 m	46	43	1549	956	1900	998	1399	1786	1737		
41	319918	6526759	154	4,0 m	46	44	1521	918	1861	958	1359	1746	1696		
42	319863	6526893	146	4,0 m	46	43	1665	1053	1990	1069	1478	1865	1795		
43	319845	6527175	136	4,0 m	44	41	1940	1285	2201	1251	1670	2050	1937		
44	319845	6527175	136	4,0 m	44	41	1940	1285	2201	1251	1670	2050	1937		
45	319882	6527175	138	4,0 m	45	41	1931	1265	2177	1223	1642	2022	1905		
46	319941	6527181	141	4,0 m	45	41	1922	1239	2142	1184	1604	1982	1858		
47	319967	6527192	142	4,0 m	45	42	1927	1235	2133	1174	1594	1970	1842		
48	320048	6527092	148	4,0 m	45	42	1813	1109	2005	1046	1466	1843	1720		
49	320138	6527206	149	4,0 m	45	42	1912	1174	2039	1073	1491	1859	1708		
50	320138	6527234	148	4,0 m	45	42	1940	1200	2062	1096	1513	1880	1725		
51	320238	6527263	149	4,0 m	46	42	1959	1196	2029	1065	1477	1836	1664		
52	320359	6527162	161	4,0 m	46	43	1853	1068	1879	918	1326	1682	1506		
53	320410	6527154	161	4,0 m	48	44	1845	1052	1846	888	1293	1644	1462		
54	320562	6527183	155	4,0 m	46	43	1883	1068	1801	864	1248	1581	1371		
55	320501	6527207	155	4,0 m	47	44	1902	1094	1849	904	1296	1634	1431		
56	320778	6527236	149	4,0 m	46	42	1968	1140	1769	888	1227	1525	1273		
57	320256	6527461	145	4,0 m	45	42	2155	1383	2189	1231	1635	1983	1784		
58	320437	6527607	135	4,0 m	44	41	2299	1498	2238	1306	1687	2010	1774		
59	321071	6527753	110	4,0 m	41	38	2541	1712	2210	1434	1708	1936	1615		

# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	L <sub>den</sub> [dBA]		Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
					A01	A02	T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
60	321086	6527763	109	4,0 m	41	37	2554	1726	2219	1447	1718	1944	1620		
61	320976	6527784	110	4,0 m	41	38	2546	1717	2255	1449	1742	1985	1673		
62	320927	6527791	110	4,0 m	41	38	2542	1713	2270	1450	1752	2003	1696		
63	321691	6528053	105	4,0 m	39	35	3042	2238	2519	1932	2101	2225	1859		
64	321716	6528030	105	4,0 m	39	35	3033	2231	2499	1923	2086	2206	1838		
65	321726	6527917	101	4,0 m	39	35	2936	2140	2389	1831	1982	2096	1727		
66	321823	6528360	97	4,0 m	38	34	3376	2570	2842	2265	2433	2548	2179		
67	321862	6528152	108	4,0 m	38	34	3207	2411	2645	2102	2250	2351	1980		
68	321831	6528126	109	4,0 m	38	35	3170	2373	2614	2064	2214	2319	1949		
69	322125	6528351	95	4,0 m	36	33	3508	2722	2900	2411	2534	2606	2233		
71	322056	6528172	96	4,0 m	37	34	3319	2536	2709	2224	2343	2415	2042		
72	322112	6528142	93	4,0 m	37	33	3322	2546	2696	2233	2340	2402	2028		
73	322206	6528156	92	4,0 m	37	33	3384	2615	2738	2301	2395	2445	2071		
74	322061	6528593	80	4,0 m	36	33	3691	2891	3118	2583	2732	2824	2451		
75	322031	6528588	80	4,0 m	36	33	3673	2871	3107	2564	2717	2812	2440		
76	322142	6528837	68	4,0 m	35	32	3945	3142	3375	2836	2989	3080	2707		
77	322144	6528859	67	4,0 m	35	32	3965	3162	3397	2856	3011	3102	2729		
78	322094	6528883	66	4,0 m	35	32	3965	3159	3408	2854	3016	3114	2742		
79	322227	6528986	63	4,0 m	34	31	4116	3314	3540	3007	3159	3246	2872		
80	321930	6529055	67	4,0 m	34	31	4055	3238	3545	2940	3129	3252	2882		
81	321857	6529013	69	4,0 m	35	31	3989	3170	3492	2873	3070	3199	2831		
82	321759	6529138	75	4,0 m	35	32	4071	3248	3603	2956	3168	3311	2946		
83	321775	6529214	74	4,0 m	34	31	4148	3324	3681	3033	3246	3388	3023		
84	322086	6529194	60	4,0 m	34	31	4244	3431	3711	3130	3308	3416	3045		
85	322060	6529208	60	4,0 m	34	31	4247	3432	3719	3132	3313	3425	3054		
86	322183	6529334	47	4,0 m	33	30	4412	3600	3868	3298	3471	3573	3201		
87	322232	6529368	44	4,0 m	33	30	4463	3652	3912	3350	3519	3618	3245		
88	322219	6529439	37	4,0 m	32	29	4522	3710	3978	3408	3582	3684	3312		
89	322199	6529532	32	4,0 m	32	29	4599	3785	4065	3485	3664	3770	3399		

# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	L <sub>den</sub> [dBA]		Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
					A01	A02	T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
90	322307	6529368	44	4,0 m	33	29	4494	3687	3930	3383	3544	3635	3262		
91	322311	6529311	49	4,0 m	33	30	4445	3638	3876	3334	3492	3581	3208		
92	322343	6529280	52	4,0 m	33	30	4431	3627	3854	3321	3475	3560	3186		
93	322387	6529424	39	4,0 m	33	29	4580	3774	4004	3469	3625	3710	3337		
94	322425	6529269	54	4,0 m	33	29	4458	3658	3865	3351	3496	3571	3198		
95	322443	6529299	51	4,0 m	33	29	4493	3693	3899	3386	3530	3605	3232		
96	322495	6529178	67	4,0 m	34	31	4411	3617	3799	3308	3440	3505	3132		
97	322514	6529193	68	4,0 m	34	30	4433	3639	3819	3330	3462	3526	3152		
98	322532	6529182	70	4,0 m	34	31	4432	3640	3814	3330	3459	3521	3147		
99	322557	6529158	73	4,0 m	34	31	4423	3633	3799	3323	3448	3506	3133		
100	322576	6529162	75	4,0 m	34	31	4436	3647	3809	3337	3460	3516	3143		
101	322519	6529061	67	4,0 m	34	31	4320	3531	3695	3221	3344	3402	3029		
102	322658	6529082	87	4,0 m	34	31	4409	3627	3761	3315	3425	3470	3097		
103	322641	6529001	85	4,0 m	34	31	4331	3551	3680	3239	3346	3388	3015		
104	322731	6528839	106	4,0 m	35	32	4243	3476	3563	3162	3248	3273	2902		
105	322649	6528647	122	4,0 m	36	32	4038	3275	3354	2961	3042	3064	2693		
106	322575	6528629	108	4,0 m	35	32	3982	3214	3309	2901	2988	3019	2646		
107	322495	6528672	91	4,0 m	35	32	3974	3199	3320	2887	2987	3029	2655		
108	322283	6528464	82	4,0 m	35	32	3686	2906	3054	2594	2704	2761	2387		
109	318221	6524778	103	4,0 m	38	35	2220	2705	3215	3005	3122	3359	3593		
110	318173	6524753	104	4,0 m	37	34	2273	2759	3268	3059	3176	3413	3647		
111	318453	6524927	103	4,0 m	39	36	1962	2429	2955	2729	2849	3093	3321		
112	318579	6524848	105	4,0 m	39	36	1856	2362	2851	2666	2767	2998	3238		
113	319011	6524268	160	4,0 m	40	37	1717	2418	2663	2732	2723	2868	3168		
114	319063	6524285	157	4,0 m	40	37	1666	2372	2609	2686	2672	2815	3116		
115	319120	6524264	159	4,0 m	40	37	1635	2353	2570	2666	2644	2780	3085		
116	318950	6524103	179	4,0 m	40	37	1868	2584	2799	2898	2878	3012	3318		
117	318761	6524362	157	4,0 m	39	36	1873	2520	2843	2834	2860	3033	3316		
118	318718	6524163	177	4,0 m	39	35	2016	2692	2970	3006	3015	3171	3465		

# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	L <sub>den</sub> [dBA]		Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
					A01	A02	T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
119	318762	6524145	178	4,0 m	39	36	1991	2675	2940	2990	2993	3144	3441		
120	319707	6524725	151	4,0 m	44	40	889	1637	1834	1947	1900	2035	2338		
121	319820	6524779	158	4,0 m	45	41	769	1533	1708	1841	1782	1912	2217		
122	319977	6524884	178	4,0 m	47	45	584	1367	1521	1671	1597	1723	2029		
123	319951	6524939	185	4,0 m	47	44	564	1330	1521	1636	1576	1715	2014		
124	319933	6524495	155	4,0 m	45	42	927	1741	1764	2039	1925	1999	2331		
125	320470	6524440	176	4,0 m	45	42	874	1678	1417	1934	1715	1689	2051		
126	320419	6524455	173	4,0 m	45	42	855	1667	1438	1928	1720	1706	2065		
127	320803	6524206	192	4,0 m	44	41	1182	1923	1456	2142	1859	1747	2121		
128	320692	6524158	196	4,0 m	44	41	1193	1961	1544	2192	1925	1833	2205		
129	320740	6523964	223	4,0 m	42	39	1393	2158	1704	2384	2108	1996	2370		
130	320737	6523908	226	4,0 m	42	39	1447	2213	1758	2440	2163	2050	2424		
131	320599	6523860	230	4,0 m	42	39	1466	2255	1854	2495	2236	2144	2517		
132	320709	6523750	228	4,0 m	40	36	1594	2369	1916	2599	2324	2209	2583		
133	320863	6523703	232	4,0 m	42	38	1678	2429	1916	2646	2351	2211	2584		
134	320841	6523661	231	4,0 m	41	38	1712	2469	1962	2688	2395	2257	2630		
135	321197	6524351	181	4,0 m	45	42	1261	1871	1216	2039	1698	1510	1879		
136	321147	6524925	205	4,0 m	48	45	860	1322	663	1469	1122	957	1330		
137	321117	6524944	207	4,0 m	48	45	825	1292	654	1443	1102	947	1321		
138	321078	6524886	199	4,0 m	48	44	819	1329	722	1491	1159	1014	1388		
139	321027	6524753	181	4,0 m	47	43	855	1436	865	1614	1293	1157	1531		
140	321026	6524944	210	4,0 m	48	44	745	1256	691	1425	1102	979	1352		
141	321044	6524950	210	4,0 m	48	44	757	1257	677	1422	1095	966	1339		
142	321084	6524991	217	4,0 m	47	43	775	1235	623	1390	1054	914	1287		
143	321700	6524979	184	4,0 m	48	44	1364	1601	683	1648	1236	915	1236		
144	321668	6524944	182	4,0 m	48	44	1342	1604	697	1660	1251	939	1267		
145	321668	6524998	187	4,0 m	48	45	1328	1565	650	1614	1204	888	1213		
146	321701	6525013	187	4,0 m	48	45	1357	1578	655	1620	1208	884	1203		
147	322253	6525070	179	4,0 m	45	42	1891	1979	1036	1948	1530	1149	1349		

# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	L <sub>den</sub> [dBA]		Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
					A01	A02	T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
148	322221	6525062	178	4,0 m	46	43	1860	1957	1012	1929	1511	1131	1338		
149	322735	6526495	245	4,0 m	45	41	2639	2196	1680	1958	1721	1479	1250		
150	322782	6526635	255	4,0 m	44	41	2746	2270	1799	2019	1807	1586	1334		
151	322752	6526626	251	4,0 m	44	41	2716	2239	1770	1989	1776	1556	1303		
152	322664	6526739	243	4,0 m	43	40	2697	2183	1774	1921	1735	1543	1264		
153	322651	6526725	242	4,0 m	43	40	2679	2167	1755	1906	1717	1524	1246		
154	322667	6526758	243	4,0 m	42	40	2710	2191	1788	1928	1745	1556	1275		
155	322510	6526499	226	4,0 m	45	42	2442	1976	1501	1734	1506	1283	1034		
156	321501	6524140	185	4,0 m	43	40	1622	2183	1428	2322	1952	1709	2062		
157	321457	6523765	257	4,0 m	41	38	1884	2511	1798	2669	2312	2082	2438		
158	321622	6523873	223	4,0 m	42	39	1901	2476	1709	2613	2240	1985	2331		
159	321549	6523531	287	4,0 m	40	37	2130	2763	2039	2919	2558	2319	2671		
160	321925	6523730	238	4,0 m	41	38	2211	2742	1920	2856	2466	2179	2505		
161	321968	6523790	228	4,0 m	41	38	2200	2712	1877	2819	2426	2131	2453		
162	322102	6523620	239	4,0 m	40	37	2414	2927	2083	3030	2634	2332	2647		
163	322236	6523689	224	4,0 m	40	37	2466	2942	2074	3030	2627	2311	2613		
164	322406	6523815	205	4,0 m	39	35	2520	2942	2044	3008	2598	2264	2546		
165	322445	6524026	251	4,0 m	39	36	2434	2806	1890	2856	2440	2096	2364		
166	322073	6524090	194	4,0 m	41	38	2089	2521	1642	2601	2195	1878	2183		
167	322093	6524123	198	4,0 m	42	39	2086	2506	1621	2582	2175	1855	2157		
168	321845	6524298	179	4,0 m	43	40	1782	2219	1358	2309	1910	1609	1932		
169	322905	6524006	212	4,0 m	36	29	2844	3145	2205	3160	2740	2373	2596		
170	322884	6524036	216	4,0 m	37	29	2812	3109	2169	3124	2704	2337	2560		
171	323267	6524174	217	4,0 m	36	29	3105	3321	2373	3301	2883	2502	2677		
172	323303	6524112	209	4,0 m	36	30	3161	3387	2439	3369	2950	2570	2747		
173	323320	6524074	207	4,0 m	36	30	3192	3423	2475	3407	2988	2608	2787		
174	323348	6524073	208	4,0 m	36	30	3218	3446	2498	3429	3010	2630	2806		
175	323261	6524238	225	4,0 m	36	29	3076	3279	2331	3255	2837	2455	2625		
176	323322	6524286	225	4,0 m	36	29	3118	3303	2356	3271	2854	2471	2630		

# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	L <sub>den</sub> [dBA]		Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
					A01	A02	T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
177	323343	6524270	222	4,0 m	36	29	3143	3329	2382	3297	2881	2497	2656		
178	323497	6524694	233	4,0 m	27	18	3180	3252	2324	3178	2774	2387	2486		
179	323567	6524673	221	4,0 m	28	19	3253	3324	2397	3249	2846	2459	2555		

<sup>1)</sup>The distance corresponds to the horizontal distance in m between the NSP and the WTG. The WTG with the shortest distance to each NSP are marked with blue color. Note that in previous calculations from 2017 the values represented the distance between WTG hub height and the NSP calculation height.



### Information on results

The calculations are performed with the assumption that the noise sensitive points (NSP) are located 4,0 m above ground. The height of 4,0 m should be considered decisive according to M-128/2014. According to the European directive on environmental noise it is also possible to use calculations on 1,5 m above ground for recreational areas and areas with one-storey housing as an additional indicator. For indexing of NSP:s see the noise maps.

Note that if the point calculation and noise map show contradictory results, it is primary the point calculation that should be used. The noise map should be considered as a compliment to the point calculation.

The calculation result is rounded to the nearest integer value according to the guidelines M-128/2014, chapter 2.5.4:

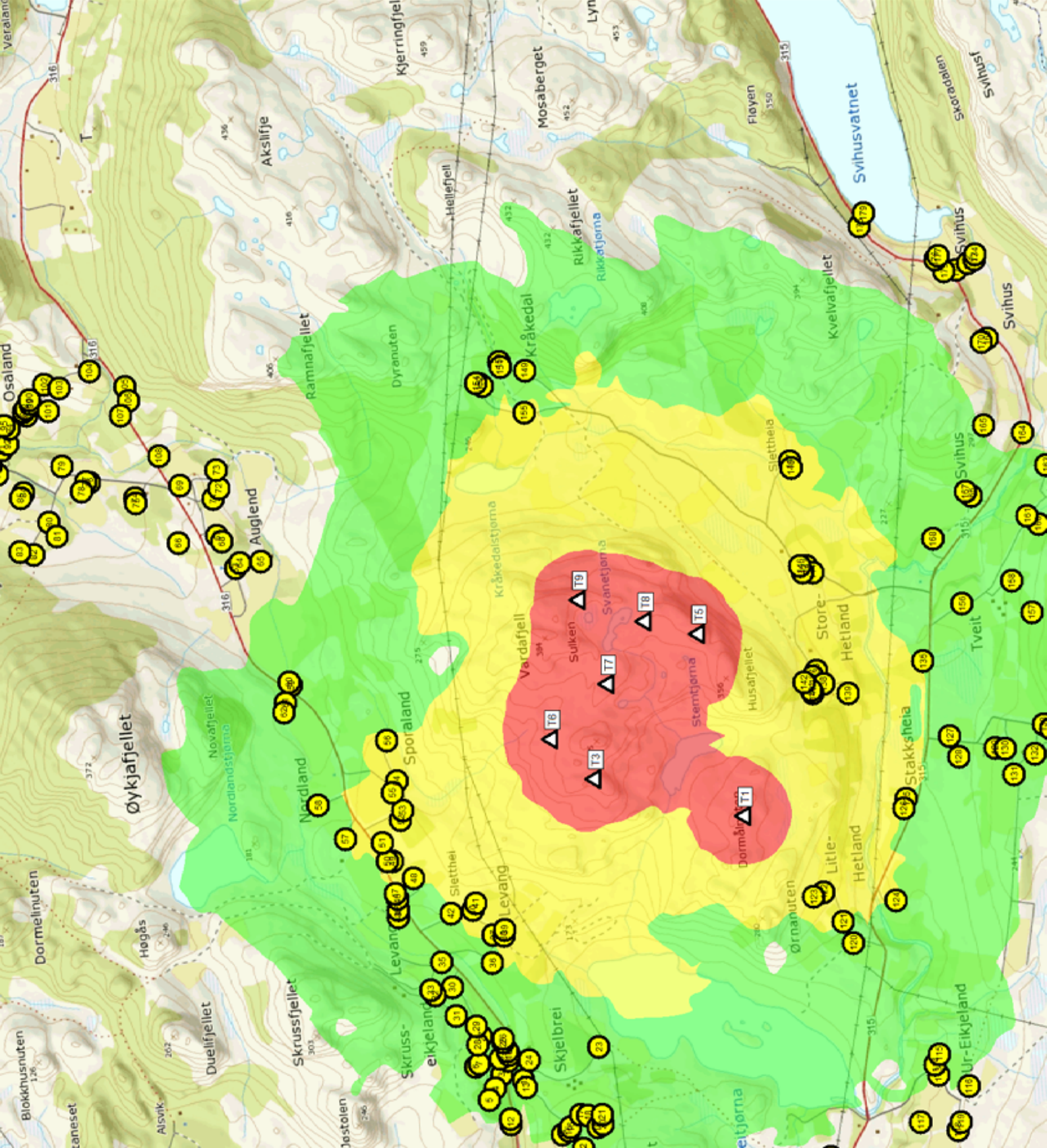
*"Når det skal rundes av til nærmeste hele tall ser vi på første siffer rett etter kommaet. -er sifferet 0, 1, 2, 3 eller 4 tar vi vekk alle desimalsifrene og beholder det hele tallet slik som det var -er sifferet 5, 6, 7, 8 eller 9 tar vi vekk alle desimalsifrene og øker det hele tallet med 1*

*Eksempel: 54,499 = 54  
54,511 = 55"*

$L_{den}$  has been calculated with a penalty of 5 dB for  $L_e$  (evening 19-23) and 10 dB for  $L_n$  (night 23-07) which is resulting in an addition of 6,4 dBA to the calculated equivalent sound level. The noise limit has been assumed to be  $L_{den}=45$  dBA according to Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442/2016) and if the calculated value is above the limit 45 dBA it is marked with red.

The calculations for **Case A01** have also been verified against the method in M-128/2014, chapter 11.5 Metode for å beregne støy fra vindturbiner. This method is a linear calculation method and can only calculate the "worst case støyberegninger" downwind case. The result for values above  $L_{den}=40$  dBA is in average 0,5 dBA higher calculated with Nord2000, which shows that an conservative approach has been used for the settings in Nord2000. Below is a point list of some conservative assumptions that has been assumed in the calculations:

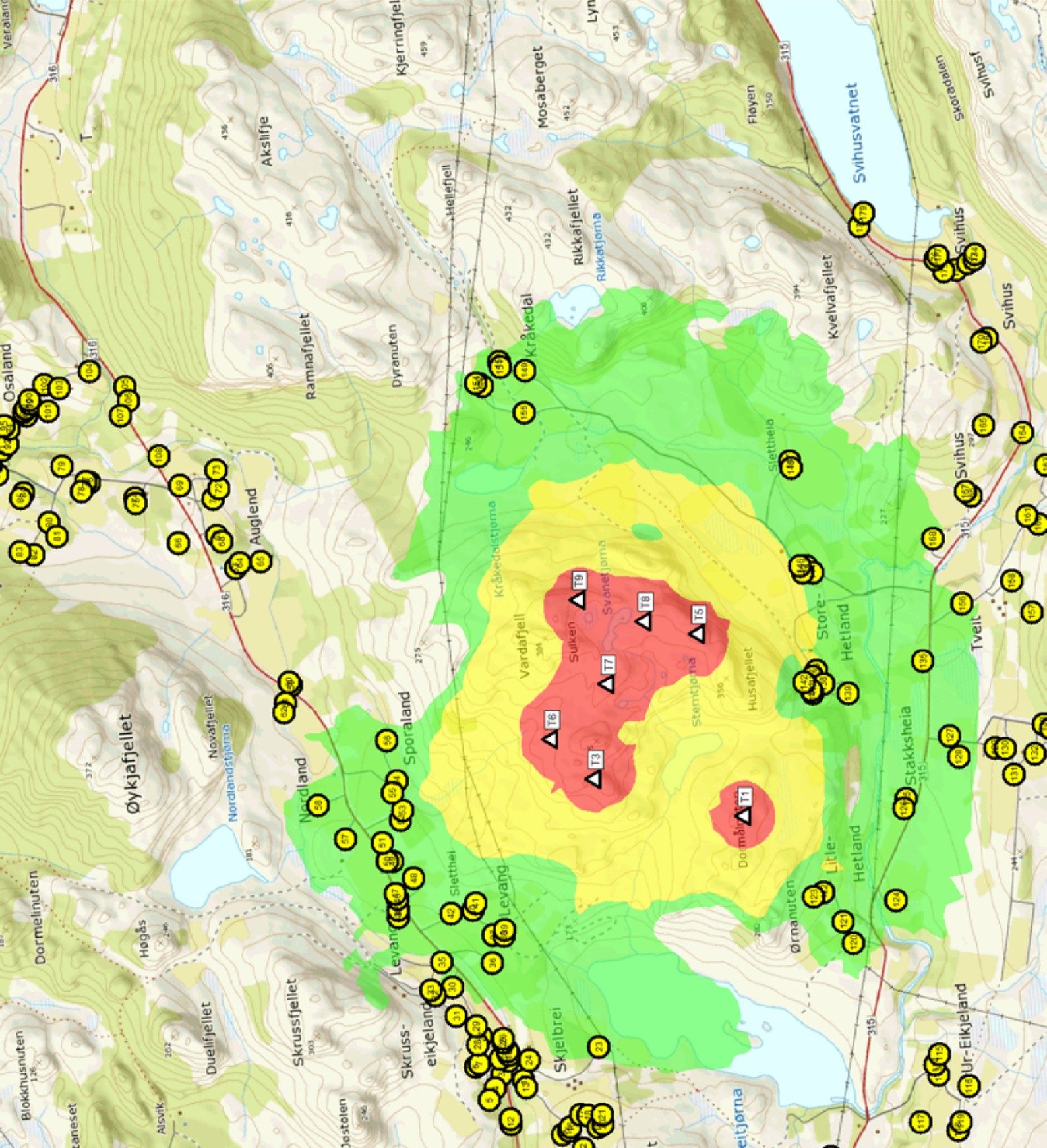
1. For **Case A02** the noise emission for the upper wind speed is used due to the measured wind speed being offset by 0,5 m/s. Example, the noise emission for 6 m/s is used for the measured wind speed 5,5 m/s. For this case the highest noise emission 106,0 dBA is also used for all wind speeds above 9,5 m/s at hub height.
2. If there is a doubt of the ground impedance, i.e. hardness of the ground, the higher impedance class has been used. Example, impedance class F is used for the whole area below the wind farm area although some areas are probably softer according to the satellite images.
3. For **Case A01** downwind from all wind directions at the same time has been assumed, i.e. downwind from all WTG to each NSP is assumed. That probably overestimates the noise level in NSP:s surrounded by WTG for example the cluster of NSP:s ( 142...) located at Store-Hetland.
4. For **Case A02** the stand still time of the wind farm is only assumed for wind speeds of 1,5 m/s and below corresponding to approximately 21 days, which probably underestimates the real stand still time during a year.



- Noise sensitive point (NSP)
- Wind turbine



**Vardafjellet wind farm**  
 7 Wind Turbines (WTG) - Vestas V117 HWO  
 Case A01



- Noise sensitive point (NSP)
- ▲ Wind turbine



**Vardafjellet wind farm**  
 7 Wind Turbines (WTG) - Vestas V117 HWO  
 Case A02

# Calculation of noise immission from wind turbines

## Wind farm Vardafjellet



### Client information

**Project:** Wind farm Vardafjellet  
**Client:** Nordisk Vindkraft Norge AS  
**Client reference:** Gudmund S. Sydness

### Project information

**Document-ID:** 10-17005 A03  
**Project nr:** 10-17005  
**Date:** 2019-09-13

### Company information

**Name:** Akustikkonsulten i Sverige AB  
**Address:** Ringvägen 45B, 118 63 Stockholm  
**Phone:** +46(0)8-29 89 00  
**E-mail:** info@akustikkonsulten.se

Date: 2019-09-13

Project: Wind Farm Vardafjellet

# Table of contents



Page	Content
<b>3-11</b>	<b>WTG and calculation data</b>
3-4	Calculation conditions
5	Calculation uncertainty
6	Method description
7	Wind shadow
8	Noise data
9	WTG data
10	Ground absorption map
11	Ground model
<b>12-20</b>	<b>Result noise immission</b>
12-19	Case A03 - Result point calculation
20	Case A03 - Noise map

Wind Farm	WTG type	Number of WTG	Hub height [m]	Total height [m]	Noise emission [dBA]
Vardafjellet	Vestas V117 HWO	7	91,5	150	101,0-106,0

Calculation parameters		Calculation case
Calculation program	SoundPLAN 7.4	<b>A03:</b> "Worst case støyberegninger" with downwind from all wind directions for 8 m/s at 10 m height with noise settings (Modes), "tiltak", to be within the noise limit $L_{den} = 45$ dBA at all NSP:s. WTG in operation 365 days a year (8760 hours).
Calculation standard	Nord2000	
Search radius	20 000 m	
Calculation height	4,0 m	
Air absorbtion	ISO 9613-1	
Air pressure	1013,25 mbar	
Relative humidity	70%	
Temperature	15 °C	
Temperature gradient	+0,05 °C/m	
Roughness length	0,3 m	
Anemometer height	10 m	
Wind speed	8 m/s	
Standard deviation wind speed	0,5 m/s	
Wind direction	Downwind	
Turbulence strength parameter wind	0,12 m <sup>4</sup> /3/s <sup>2</sup>	
Turbulence strength parameter temperature	0,008 K/s <sup>2</sup>	
Effective flow resistivity Forrest	Impedance class D	
Effective flow resistivity other	Impedance class E	
Effective flow resistivity mountain	Impedance class F	
Effective flow resistivity water	Impedance class H	
Coordinate system	UTM WGS84 Zone: 32	
Height data	5 m height contours	

## Information on calculation parameters

As the weather conditions varies during a normal year, weather parameters according to standard noise calculation methods are used, which are also identical to the values given in the ISA-Standard (International Standard Atmosphere) for air pressure and temperature. The applied relative humidity 70 % and temperature 15 °C is also recommended in the new Finnish guidelines for calculation of wind turbine noise with Nord2000 as well as in the Danish regulations on industrial noise. In the Nordic calculation method for external industrial noise report General Prediction Method, DAL-32, the relative humidity 70 % and temperature 15 °C is used for planning purposes. DAL-32 is an approved method for calculation of wind turbine noise according to chapter 9.8.1 in the Norwegian guidelines on wind turbine noise M-128/2014, Veileder til retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442/2016) (revised August 2018).

It shall be noted that the calculations are performed for a positive temperature gradient which is comparable to moderate inversion. The used value +0,05 °C/m is also the highest approved value according to the measurement method for noise immersion from wind turbines Eiforsk 98:24 as recommended for measurements in M-128/2014. The noise level at a positive temperature gradient is usually higher compared to a negative temperature gradient.

The effective flow resistivity in Nord2000 represent the ground impedance or hardness of the ground. In the guidelines for Nord2000 seven impedance classes are defined, impedance class A-H, where A represents the softest ground for example snow and H represents the hardest ground for example water. In the performed calculations areas with different impedance classes has been specified based on maps and satellite images as well as information from the client. The different areas are shown in page 8 in a ground absorption map. During the winter period, when the ground and trees are covered with snow, a lower noise immersion could be expected. See for example the article impact of snow on sound propagating from wind turbines (Conrady et al), which for example shows that the average noise level is 2 dB lower with snow covered trees.

The calculations are performed with the assumption that the noise sensitive areas (NSP) are located 4,0 m above ground. The height of 4,0 m should be considered decisive according to M-128/2014. Although it shall be noted that sound immersion measurements according to the measurement standard Eiforsk 98:24, recommended in chapter 9.8.5 in M-128/2014, should be performed at 1,2-1,5 m above ground. According to the European directive on environmental noise it is also possible to use calculations on 1,5 m above ground for recreational areas and areas with one-story housing as an additional indicator. The result on 1,5 m above ground should also be considered more representative to the exposure of noise outside of a dwelling.

## Calculation uncertainty

The use of the prediction model Nord2000 on wind turbine noise has been evaluated and validated by a Danish research project PSO-07 F & U project no 7389. Noise and energy optimization of wind farms. Validation of the Nord2000 propagation model for use on wind turbine noise., Delta, rapport AV 1236/09 Hörsholm, Danmark 2009. In general, the conclusion is that the calculation results of Nord2000 show good agreement with sound measurements, for simple plain terrain with simple meteorological parameters as well as for complex hilly terrain with complex meteorological conditions. In comparison with ISO 9613-2, Nord2000 is an improvement, especially for the more complex situations.

**Based on the above study it is believed that, with a confidence interval of 90 %, the calculated value is within the interval of (-5, +3 dB) from a measured value for complex norweigan terrain for distances up to 4 km from the wind farm. This confidence interval includes the uncertainty on the noise emission. It shall be noted that the uncertainty increases with the distance from the wind farm. This uncertainty is also expected to include a variation of the meteorological parameter's temperature, air pressure and humidity relative to the assumed values.**



## Method description

Calculation of noise from wind farm Vardafjellet have been performed and reported by Akustikkonsulten on commission by Nordisk Vindkraft Norge AS in report 10-17005 Case A01-A02 Noise calculation Wind Farm Vardafjellet 190913. The calculations were performed for two cases Case A01, "worst case støyberegninger" or downwind conditions considering the maximum noise emission and 8 m/s on 10 m height and 365 days operation for all wind turbines, and Case A02, "støytredning basert på lokale vindforhold" corresponding to a yearly average of  $L_{den}$  based on wind speeds on situ, "lokale vindforhold". For Case A01 several NSP:s are above the noise limit  $L_{den}=45$  dBA and for Case A02 all NSP:s are fulfills the noise limit.

To comply with the noise limit  $L_{den}=45$  dBA for Case A01, "worst case støyberegninger", the noise immission from the wind farm optimized with noise reducing measures, "avbøtende tiltak", in accordance to chapter 7.8.6 in M-128/2014.

For the assessment different noise settings (Modes) on the evaluated WTG, Vestas V117 HWO, is used. Vestas V117 HWO offers three additional noise settings SO1 (105,0 dBA), SO2 (103,0 dBA) and SO3 (101,0 dBA) besides the noise settings PO1 and PO2 (106,0 dBA) that was used in Case A01. The optimization is performed to be within the noise limit.

The calculations are performed with the Nordic environmental noise prediction method Nord2000 which is an approved method for calculation of wind turbine noise according to chapter 9.8.1. in the guidelines M-128/2014. Nord2000 takes into account different aspects of noise spreading for example ground impedance, topography and wind direction. The assumptions for the calculations are the same as for Case A01 and thus represents a "worst case støyberegninger" for downwind conditions and the wind speed 8 m/s at 10 m height with a maximum noise emission.

## Wind shadow

The former guide lines for wind turbine noise in Norway, Veileder til Miljøverndepartementets retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (støyretningslinjen) (TA-2115/2005), had special recommendations for dwellings situated in wind shielded areas (wind shadow). The recommended noise limit for wind shielded areas was Lden=45 dBA and outside wind shielded areas the noise limit was set to Lden=50 dBA. But in the latest revision of the guidelines M-128/2014, dated August 2018, no special noise limits are given for these situations. The following recommendation is mentioned about wind shadow:

"Hvis en vindturbin er plassert høyt i terrenget og støymottaker ligger i le i dalformasjoner, kan maskeringen fra vinduset reduseres vesentlig fordi mottaker er skjermet for vinden. Mottakeren ligger da i vindskygge, og vil høre støy fra vindturbinene bedre. Det finnes ikke spesielle støykrav ved vindskygge, men spesielt i detaljprosjekteringsfasen bør utredning være oppmerksom på støyfølsom bebyggelse som ligger i vindskygge. I slike tilfeller kanstøy fra vindturbiner ofte høres best ved vindstyrker i 10 –12 m/s. Dette bør da legges til grunn for støyberegninger. "

Although it can here be noted that in the new guidelines M-128/2014 the old noise limit for wind shielded areas, Lden=45 dBA, is used for all areas. This could assume that the updated noise limit considers areas with wind shadows.

All noise calculations and reports produced by Akustikkonsulten undergoes a quality assurance check in accordance with Akustikkonsultens quality system. It could be noted that Akustikkonsulten is one of few noise consultants in the Nordic region that are accredited (by SWEDAC and in compliance with ILAC, International Laboratory Accreditation Cooperation) according to ISO/IEC 17025 General requirements for the competence of testing and calibration laboratories as well as for the measurement standard for noise emission from wind turbines IEC 61400-11. Akustikkonsultens consultants have more than 10 years of experience from noise calculations of wind turbine noise and have performed calculations for more than 500 wind farms over the years.

The performed "worst case støyberegninger" calculations are to be considered as conservative compared to the calculations based on "lokale vindforhold". In addition, the highest noise emission for wind speeds between 3 m/s-20 m/s is assumed in the "worst case støyberegninger" calculations, as recommended in M-128/2014 when there could be a risk for wind shadow. This noise emission also corresponds to the warranted noise emission according to the wind turbine manufacturer.

The calculations for **Case A01** has also been verified against the method in M-128/2014, chapter 11.5 Metode for å beregne støy fra vindturbiner. This method is a linear calculation method and can only calculate the "worst case støyberegninger" downwind case. The result for values above Lden=40 dBA are in average 0,5 dBA higher calculated with Nord2000, which shows that an conservative approach has been used for the settings in Nord2000.

# Noise data

Table 1

WTG type	Noise setting	Wind speed at hub height [m/s] <sup>1)</sup>	Noise emission [dBA]
Vestas V117 HWO	PO1/PO2	11	106,0
	SO1 <sup>3)</sup>	11	105,0
	SO2	13 <sup>2)</sup>	103,0
	SO3	11	101,0

**Reference noise data:** Frequency spectrum at hub height in 1/3-octave bands between 31,5-10 000 Hz has been taken from the WTG manufacturer document *DMS 0081-4480\_00* dated 2018-12-17 and *DMS 0067-7587 V02* dated 2017-12-03, supplied by the client. As the documents are restricted the frequency data cannot be shown. According to the client the noise emission corresponds to the warranted noise emission for the WTG type.

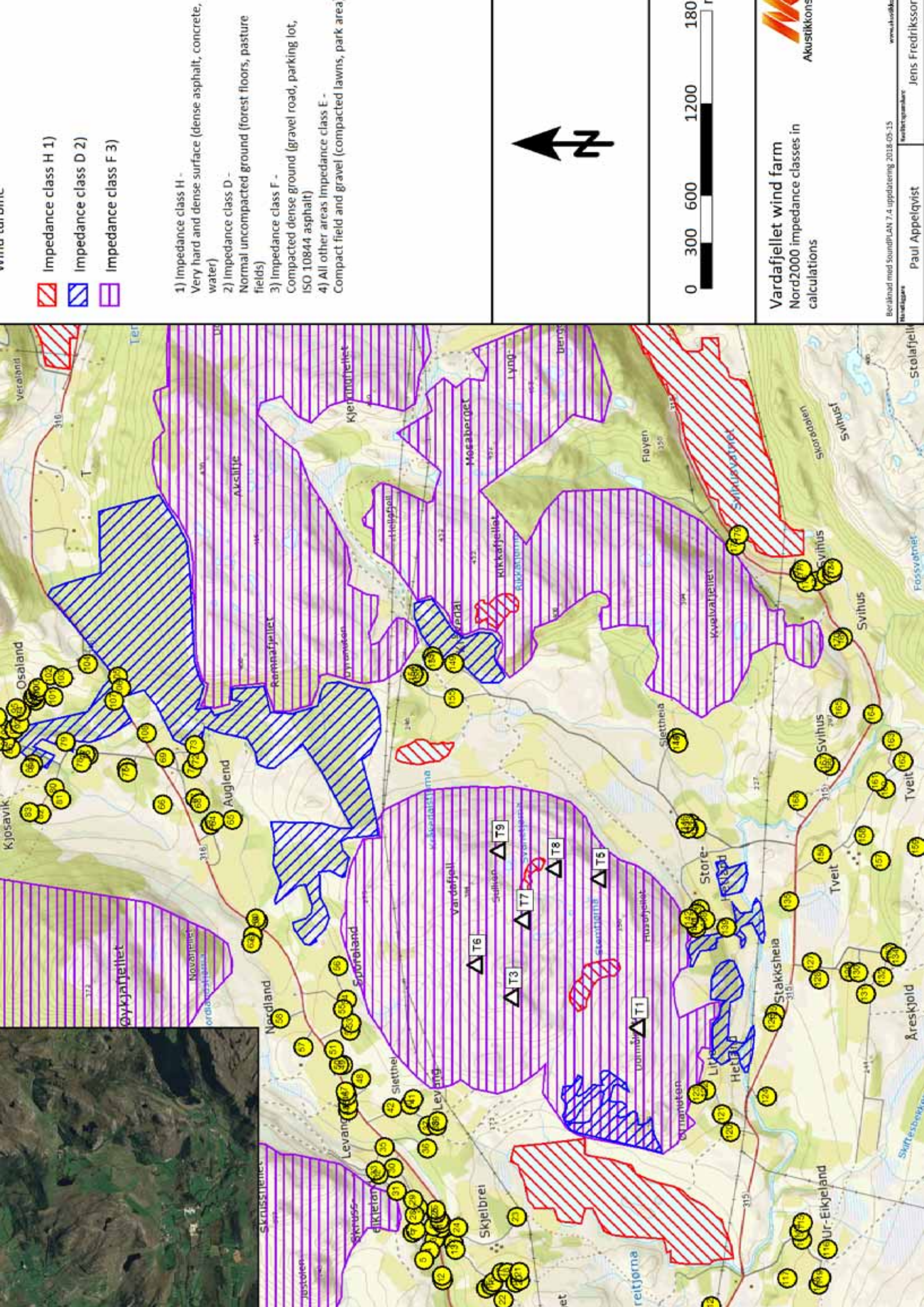
<sup>1)</sup>The noise emission for each noise setting (Mode) corresponds to the value for 11 m/s at hub height or 8 m/s on 10 m height, assuming reference conditions with a roughness length of 0,05 m.

<sup>2)</sup>The noise emission at 11 m/s is 102,4 dBA so the highest noise emission 103,0 dBA, for any wind speed, at 13 m/s is used.

<sup>3)</sup>Note that noise setting SO1 is not used in the calculations.

**Disclaimer:** The calculations are valid for the used noise emission and frequency spectrum. Akustikkonsulten gives no guaranty on the actual noise emission level nor frequency spectrum.

Wind Farm Vardafjellet							
WTG	X [m]	Y [m]	Hub height [m]	Hub height level [mas]	Ground level [mas]	Noise emission [dB(A)]	Noise setting
T1	320377	6525309	91,5	360	268	103,0	SO2
T3	320572	6526115	91,5	387	295	103,0	SO2
T5	321340	6525559	91,5	412	321	101,0	SO3
T6	320783	6526348	91,5	392	300	103,0	SO2
T7	321074	6526045	91,5	405	314	106,0	PO1
T8	321406	6525846	91,5	419	327	103,0	SO2
T9	321520	6526202	91,5	430	338	106,0	PO2



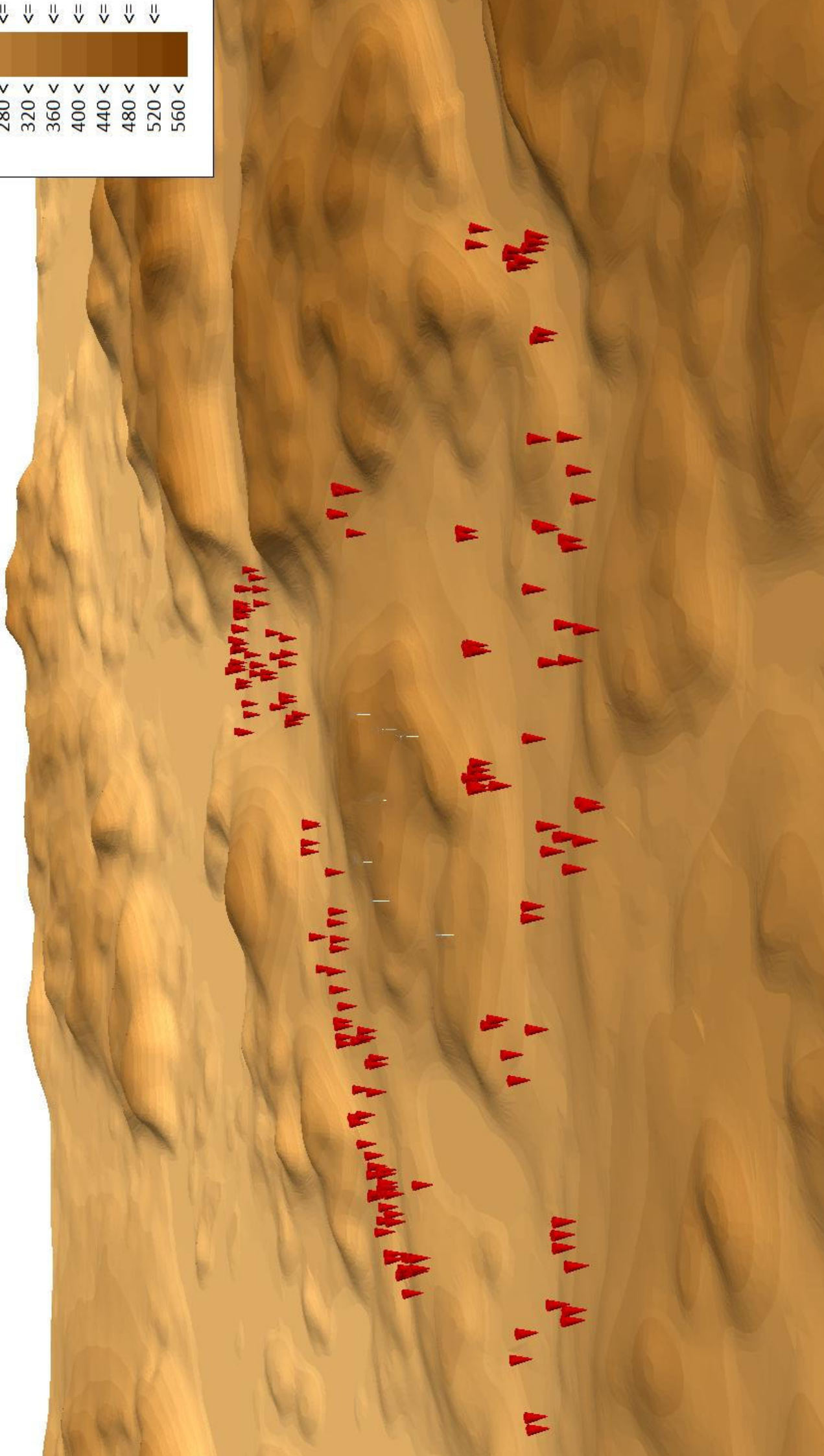
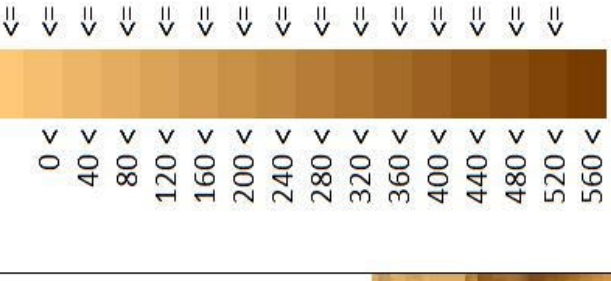
-  Impedance class H 1)
-  Impedance class D 2)
-  Impedance class F 3)

- 1) Impedance class H -  
Very hard and dense surface (dense asphalt, concrete, water)
- 2) Impedance class D -  
Normal uncompacted ground (forest floors, pasture fields)
- 3) Impedance class F -  
Compacted dense ground (gravel road, parking lot, ISO 10844 asphalt)
- 4) All other areas impedance class E -  
Compact field and gravel (compacted lawns, park area)



**Vardafjellet wind farm**  
Nord2000 impedance classes in  
calculations





# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	L <sub>den</sub> [dBA]	Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
						A03	T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9	
1	318747	6526569	108	4,0 m	37	2060	1881	2783	2048	2385	2756	2797		
2	318775	6526571	109	4,0 m	38	2039	1854	2757	2020	2358	2729	2770		
3	319010	6526620	115	4,0 m	38	1894	1642	2560	1794	2143	2518	2545		
4	318939	6526652	115	4,0 m	38	1968	1719	2638	1869	2220	2595	2620		
5	318877	6526686	115	4,0 m	38	2036	1789	2709	1936	2289	2665	2687		
6	319053	6526760	125	4,0 m	39	1964	1650	2583	1778	2144	2524	2529		
7	319070	6526741	124	4,0 m	39	1939	1627	2559	1758	2121	2502	2509		
8	319085	6526582	122	4,0 m	38	1814	1559	2476	1714	2060	2435	2464		
9	319097	6526625	121	4,0 m	39	1836	1561	2483	1709	2060	2437	2460		
10	319115	6526579	125	4,0 m	39	1790	1529	2448	1684	2030	2405	2434		
11	319136	6526589	124	4,0 m	39	1783	1512	2433	1665	2013	2389	2415		
12	318983	6526500	126	4,0 m	39	1833	1635	2538	1806	2140	2510	2554		
13	318945	6526486	126	4,0 m	39	1854	1669	2568	1843	2174	2543	2591		
14	318695	6526290	148	4,0 m	38	1947	1885	2744	2089	2392	2747	2826		
15	318715	6526258	151	4,0 m	39	1914	1862	2716	2070	2369	2722	2806		
16	318734	6526247	151	4,0 m	39	1892	1843	2695	2051	2349	2702	2786		
17	318798	6526194	151	4,0 m	39	1810	1776	2620	1991	2281	2631	2722		
18	318795	6526154	151	4,0 m	40	1794	1777	2614	1997	2282	2629	2725		
19	318733	6526101	154	4,0 m	39	1825	1839	2663	2065	2342	2685	2789		
20	318749	6526073	153	4,0 m	39	1798	1823	2641	2053	2325	2667	2774		
21	318800	6526079	150	4,0 m	40	1755	1772	2593	2001	2274	2616	2723		
22	318619	6526178	156	4,0 m	39	1961	1954	2791	2171	2459	2807	2901		
23	319156	6526096	118	4,0 m	41	1453	1416	2249	1646	1919	2264	2366		
24	319087	6526471	134	4,0 m	39	1736	1527	2431	1700	2032	2402	2448		
25	319181	6526611	125	4,0 m	39	1768	1477	2402	1623	1976	2353	2374		
26	319200	6526612	125	4,0 m	40	1756	1459	2385	1605	1958	2335	2356		
27	319213	6526726	131	4,0 m	40	1834	1490	2426	1615	1982	2363	2366		
28	319168	6526749	131	4,0 m	39	1880	1541	2477	1664	2032	2413	2415		
29	319268	6526756	135	4,0 m	40	1823	1453	2393	1569	1941	2324	2319		

## Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	L <sub>den</sub> [dBA]		Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
					A03		T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
30	319474	6526884	133	4,0 m	40		1815	1341	2289	1414	1807	2193	2157		
31	319323	6526863	139	4,0 m	40		1878	1456	2402	1548	1933	2318	2294		
32	319430	6526978	140	4,0 m	40		1919	1431	2379	1492	1890	2277	2229		
33	319457	6527000	139	4,0 m	40		1925	1424	2371	1478	1878	2265	2212		
35	319606	6526941	130	4,0 m	41		1805	1271	2217	1318	1720	2107	2052		
36	319600	6526668	145	4,0 m	42		1565	1118	2063	1226	1600	1984	1976		
37	319748	6526664	150	4,0 m	43		1494	990	1938	1082	1463	1849	1831		
38	319745	6526607	150	4,0 m	43		1444	962	1908	1070	1443	1827	1821		
39	319777	6526603	150	4,0 m	43		1426	933	1880	1038	1412	1796	1789		
40	319881	6526776	153	4,0 m	44		1549	956	1900	998	1399	1786	1737		
41	319918	6526759	154	4,0 m	44		1521	918	1861	958	1359	1746	1696		
42	319863	6526893	146	4,0 m	43		1665	1053	1990	1069	1478	1865	1795		
43	319845	6527175	136	4,0 m	42		1940	1285	2201	1251	1670	2050	1937		
44	319845	6527175	136	4,0 m	42		1940	1285	2201	1251	1670	2050	1937		
45	319882	6527175	138	4,0 m	42		1931	1265	2177	1223	1642	2022	1905		
46	319941	6527181	141	4,0 m	42		1922	1239	2142	1184	1604	1982	1858		
47	319967	6527192	142	4,0 m	42		1927	1235	2133	1174	1594	1970	1842		
48	320048	6527092	148	4,0 m	43		1813	1109	2005	1046	1466	1843	1720		
49	320138	6527206	149	4,0 m	43		1912	1174	2039	1073	1491	1859	1708		
50	320138	6527234	148	4,0 m	43		1940	1200	2062	1096	1513	1880	1725		
51	320238	6527263	149	4,0 m	43		1959	1196	2029	1065	1477	1836	1664		
52	320359	6527162	161	4,0 m	44		1853	1068	1879	918	1326	1682	1506		
53	320410	6527154	161	4,0 m	45		1845	1052	1846	888	1293	1644	1462		
54	320562	6527183	155	4,0 m	44		1883	1068	1801	864	1248	1581	1371		
55	320501	6527207	155	4,0 m	45		1902	1094	1849	904	1296	1634	1431		
56	320778	6527236	149	4,0 m	43		1968	1140	1769	888	1227	1525	1273		
57	320256	6527461	145	4,0 m	43		2155	1383	2189	1231	1635	1983	1784		
58	320437	6527607	135	4,0 m	42		2299	1498	2238	1306	1687	2010	1774		
59	321071	6527753	110	4,0 m	39		2541	1712	2210	1434	1708	1936	1615		



# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1</sup>								
					L <sub>den</sub> [dBA]	A03	T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9
60	321086	6527763	109	4,0 m	39	A03	2554	1726	2219	1447	1718	1944	1620
61	320976	6527784	110	4,0 m	39		2546	1717	2255	1449	1742	1985	1673
62	320927	6527791	110	4,0 m	39		2542	1713	2270	1450	1752	2003	1696
63	321691	6528053	105	4,0 m	37		3042	2238	2519	1932	2101	2225	1859
64	321716	6528030	105	4,0 m	37		3033	2231	2499	1923	2086	2206	1838
65	321726	6527917	101	4,0 m	38		2936	2140	2389	1831	1982	2096	1727
66	321823	6528360	97	4,0 m	36		3376	2570	2842	2265	2433	2548	2179
67	321862	6528152	108	4,0 m	37		3207	2411	2645	2102	2250	2351	1980
68	321831	6528126	109	4,0 m	37		3170	2373	2614	2064	2214	2319	1949
69	322125	6528351	95	4,0 m	35		3508	2722	2900	2411	2534	2606	2233
71	322056	6528172	96	4,0 m	36		3319	2536	2709	2224	2343	2415	2042
72	322112	6528142	93	4,0 m	36		3322	2546	2696	2233	2340	2402	2028
73	322206	6528156	92	4,0 m	35		3384	2615	2738	2301	2395	2445	2071
74	322061	6528593	80	4,0 m	34		3691	2891	3118	2583	2732	2824	2451
75	322031	6528588	80	4,0 m	34		3673	2871	3107	2564	2717	2812	2440
76	322142	6528837	68	4,0 m	33		3945	3142	3375	2836	2989	3080	2707
77	322144	6528859	67	4,0 m	33		3965	3162	3397	2856	3011	3102	2729
78	322094	6528883	66	4,0 m	34		3965	3159	3408	2854	3016	3114	2742
79	322227	6528986	63	4,0 m	32		4116	3314	3540	3007	3159	3246	2872
80	321930	6529055	67	4,0 m	33		4055	3238	3545	2940	3129	3252	2882
81	321857	6529013	69	4,0 m	33		3989	3170	3492	2873	3070	3199	2831
82	321759	6529138	75	4,0 m	33		4071	3248	3603	2956	3168	3311	2946
83	321775	6529214	74	4,0 m	33		4148	3324	3681	3033	3246	3388	3023
84	322086	6529194	60	4,0 m	32		4244	3431	3711	3130	3308	3416	3045
85	322060	6529208	60	4,0 m	32		4247	3432	3719	3132	3313	3425	3054
86	322183	6529334	47	4,0 m	31		4412	3600	3868	3298	3471	3573	3201
87	322232	6529368	44	4,0 m	32		4463	3652	3912	3350	3519	3618	3245
88	322219	6529439	37	4,0 m	30		4522	3710	3978	3408	3582	3684	3312
89	322199	6529532	32	4,0 m	31		4599	3785	4065	3485	3664	3770	3399

# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	L <sub>den</sub> [dBA]	Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
						T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
90	322307	6529368	44	4,0 m	A03 31	4494	3687	3930	3383	3544	3635	3262		
91	322311	6529311	49	4,0 m	31	4445	3638	3876	3334	3492	3581	3208		
92	322343	6529280	52	4,0 m	31	4431	3627	3854	3321	3475	3560	3186		
93	322387	6529424	39	4,0 m	31	4580	3774	4004	3469	3625	3710	3337		
94	322425	6529269	54	4,0 m	31	4458	3658	3865	3351	3496	3571	3198		
95	322443	6529299	51	4,0 m	31	4493	3693	3899	3386	3530	3605	3232		
96	322495	6529178	67	4,0 m	32	4411	3617	3799	3308	3440	3505	3132		
97	322514	6529193	68	4,0 m	32	4433	3639	3819	3330	3462	3526	3152		
98	322532	6529182	70	4,0 m	32	4432	3640	3814	3330	3459	3521	3147		
99	322557	6529158	73	4,0 m	32	4423	3633	3799	3323	3448	3506	3133		
100	322576	6529162	75	4,0 m	32	4436	3647	3809	3337	3460	3516	3143		
101	322519	6529061	67	4,0 m	32	4320	3531	3695	3221	3344	3402	3029		
102	322658	6529082	87	4,0 m	32	4409	3627	3761	3315	3425	3470	3097		
103	322641	6529001	85	4,0 m	32	4331	3551	3680	3239	3346	3388	3015		
104	322731	6528839	106	4,0 m	33	4243	3476	3563	3162	3248	3273	2902		
105	322649	6528647	122	4,0 m	34	4038	3275	3354	2961	3042	3064	2693		
106	322575	6528629	108	4,0 m	33	3982	3214	3309	2901	2988	3019	2646		
107	322495	6528672	91	4,0 m	33	3974	3199	3320	2887	2987	3029	2655		
108	322283	6528464	82	4,0 m	34	3686	2906	3054	2594	2704	2761	2387		
109	318221	6524778	103	4,0 m	35	2220	2705	3215	3005	3122	3359	3593		
110	318173	6524753	104	4,0 m	35	2273	2759	3268	3059	3176	3413	3647		
111	318453	6524927	103	4,0 m	37	1962	2429	2955	2729	2849	3093	3321		
112	318579	6524848	105	4,0 m	37	1856	2362	2851	2666	2767	2998	3238		
113	319011	6524268	160	4,0 m	37	1717	2418	2663	2732	2723	2868	3168		
114	319063	6524285	157	4,0 m	38	1666	2372	2609	2686	2672	2815	3116		
115	319120	6524264	159	4,0 m	38	1635	2353	2570	2666	2644	2780	3085		
116	318950	6524103	179	4,0 m	37	1868	2584	2799	2898	2878	3012	3318		
117	318761	6524362	157	4,0 m	37	1873	2520	2843	2834	2860	3033	3316		
118	318718	6524163	177	4,0 m	36	2016	2692	2970	3006	3015	3171	3465		

# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	L <sub>den</sub> [dBA]		Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
					A03		T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
119	318762	6524145	178	4,0 m	37		1991	2675	2940	2990	2993	3144	3441		
120	319707	6524725	151	4,0 m	41		889	1637	1834	1947	1900	2035	2338		
121	319820	6524779	158	4,0 m	42		769	1533	1708	1841	1782	1912	2217		
122	319977	6524884	178	4,0 m	44		584	1367	1521	1671	1597	1723	2029		
123	319951	6524939	185	4,0 m	44		564	1330	1521	1636	1576	1715	2014		
124	319933	6524495	155	4,0 m	42		927	1741	1764	2039	1925	1999	2331		
125	320470	6524440	176	4,0 m	42		874	1678	1417	1934	1715	1689	2051		
126	320419	6524455	173	4,0 m	42		855	1667	1438	1928	1720	1706	2065		
127	320803	6524206	192	4,0 m	41		1182	1923	1456	2142	1859	1747	2121		
128	320692	6524158	196	4,0 m	41		1193	1961	1544	2192	1925	1833	2205		
129	320740	6523964	223	4,0 m	39		1393	2158	1704	2384	2108	1996	2370		
130	320737	6523908	226	4,0 m	39		1447	2213	1758	2440	2163	2050	2424		
131	320599	6523860	230	4,0 m	39		1466	2255	1854	2495	2236	2144	2517		
132	320709	6523750	228	4,0 m	38		1594	2369	1916	2599	2324	2209	2583		
133	320863	6523703	232	4,0 m	39		1678	2429	1916	2646	2351	2211	2584		
134	320841	6523661	231	4,0 m	39		1712	2469	1962	2688	2395	2257	2630		
135	321197	6524351	181	4,0 m	42		1261	1871	1216	2039	1698	1510	1879		
136	321147	6524925	205	4,0 m	45		860	1322	663	1469	1122	957	1330		
137	321117	6524944	207	4,0 m	45		825	1292	654	1443	1102	947	1321		
138	321078	6524886	199	4,0 m	45		819	1329	722	1491	1159	1014	1388		
139	321027	6524753	181	4,0 m	44		855	1436	865	1614	1293	1157	1531		
140	321026	6524944	210	4,0 m	44		745	1256	691	1425	1102	979	1352		
141	321044	6524950	210	4,0 m	44		757	1257	677	1422	1095	966	1339		
142	321084	6524991	217	4,0 m	44		775	1235	623	1390	1054	914	1287		
143	321700	6524979	184	4,0 m	45		1364	1601	683	1648	1236	915	1236		
144	321668	6524944	182	4,0 m	45		1342	1604	697	1660	1251	939	1267		
145	321668	6524998	187	4,0 m	45		1328	1565	650	1614	1204	888	1213		
146	321701	6525013	187	4,0 m	45		1357	1578	655	1620	1208	884	1203		
147	322253	6525070	179	4,0 m	43		1891	1979	1036	1948	1530	1149	1349		

# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	L <sub>den</sub> [dBA]	Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1</sup>								
						T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
148	322221	6525062	178	4,0 m	A03 43	1860	1957	1012	1929	1511	1131	1338		
149	322735	6526495	245	4,0 m	43	2639	2196	1680	1958	1721	1479	1250		
150	322782	6526635	255	4,0 m	42	2746	2270	1799	2019	1807	1586	1334		
151	322752	6526626	251	4,0 m	43	2716	2239	1770	1989	1776	1556	1303		
152	322664	6526739	243	4,0 m	41	2697	2183	1774	1921	1735	1543	1264		
153	322651	6526725	242	4,0 m	41	2679	2167	1755	1906	1717	1524	1246		
154	322667	6526758	243	4,0 m	41	2710	2191	1788	1928	1745	1556	1275		
155	322510	6526499	226	4,0 m	44	2442	1976	1501	1734	1506	1283	1034		
156	321501	6524140	185	4,0 m	40	1622	2183	1428	2322	1952	1709	2062		
157	321457	6523765	257	4,0 m	38	1884	2511	1798	2669	2312	2082	2438		
158	321622	6523873	223	4,0 m	39	1901	2476	1709	2613	2240	1985	2331		
159	321549	6523531	287	4,0 m	37	2130	2763	2039	2919	2558	2319	2671		
160	321925	6523730	238	4,0 m	38	2211	2742	1920	2856	2466	2179	2505		
161	321968	6523790	228	4,0 m	39	2200	2712	1877	2819	2426	2131	2453		
162	322102	6523620	239	4,0 m	37	2414	2927	2083	3030	2634	2332	2647		
163	322236	6523689	224	4,0 m	38	2466	2942	2074	3030	2627	2311	2613		
164	322406	6523815	205	4,0 m	36	2520	2942	2044	3008	2598	2264	2546		
165	322445	6524026	251	4,0 m	37	2434	2806	1890	2856	2440	2096	2364		
166	322073	6524090	194	4,0 m	39	2089	2521	1642	2601	2195	1878	2183		
167	322093	6524123	198	4,0 m	39	2086	2506	1621	2582	2175	1855	2157		
168	321845	6524298	179	4,0 m	41	1782	2219	1358	2309	1910	1609	1932		
169	322905	6524006	212	4,0 m	34	2844	3145	2205	3160	2740	2373	2596		
170	322884	6524036	216	4,0 m	34	2812	3109	2169	3124	2704	2337	2560		
171	323267	6524174	217	4,0 m	34	3105	3321	2373	3301	2883	2502	2677		
172	323303	6524112	209	4,0 m	34	3161	3387	2439	3369	2950	2570	2747		
173	323320	6524074	207	4,0 m	34	3192	3423	2475	3407	2988	2608	2787		
174	323348	6524073	208	4,0 m	34	3218	3446	2498	3429	3010	2630	2806		
175	323261	6524238	225	4,0 m	34	3076	3279	2331	3255	2837	2455	2625		
176	323322	6524286	225	4,0 m	34	3118	3303	2356	3271	2854	2471	2630		

# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	L <sub>den</sub> [dBA]	Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
						T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
177	323343	6524270	222	4,0 m	A03 34	3143	3329	2382	3297	2881	2497	2656		
178	323497	6524694	233	4,0 m	24	3180	3252	2324	3178	2774	2387	2486		
179	323567	6524673	221	4,0 m	25	3253	3324	2397	3249	2846	2459	2555		

<sup>1)</sup>The distance corresponds to the horizontal distance in m between the NSP and the WTG. The WTG with the shortest distance to each NSP are marked with blue color. Note that in previous calculations from 2017 the values represented the distance between WTG hub height and the NSP calculation height.

## Information on results

The calculations are performed with the assumption that the noise sensitive points (NSP) are located 4,0 m above ground. The height of 4,0 m should be considered decisive according to M-128/2014. According to the European directive on environmental noise it is also possible to use calculations on 1,5 m above ground for recreational areas and areas with one-storey housing as an additional indicator. For indexing of NSP:s see the noise maps.

Note that if the point calculation and noise map show contradictory results, it is primary the point calculation that should be used. The noise map should be considered as a compliment to the point calculation.

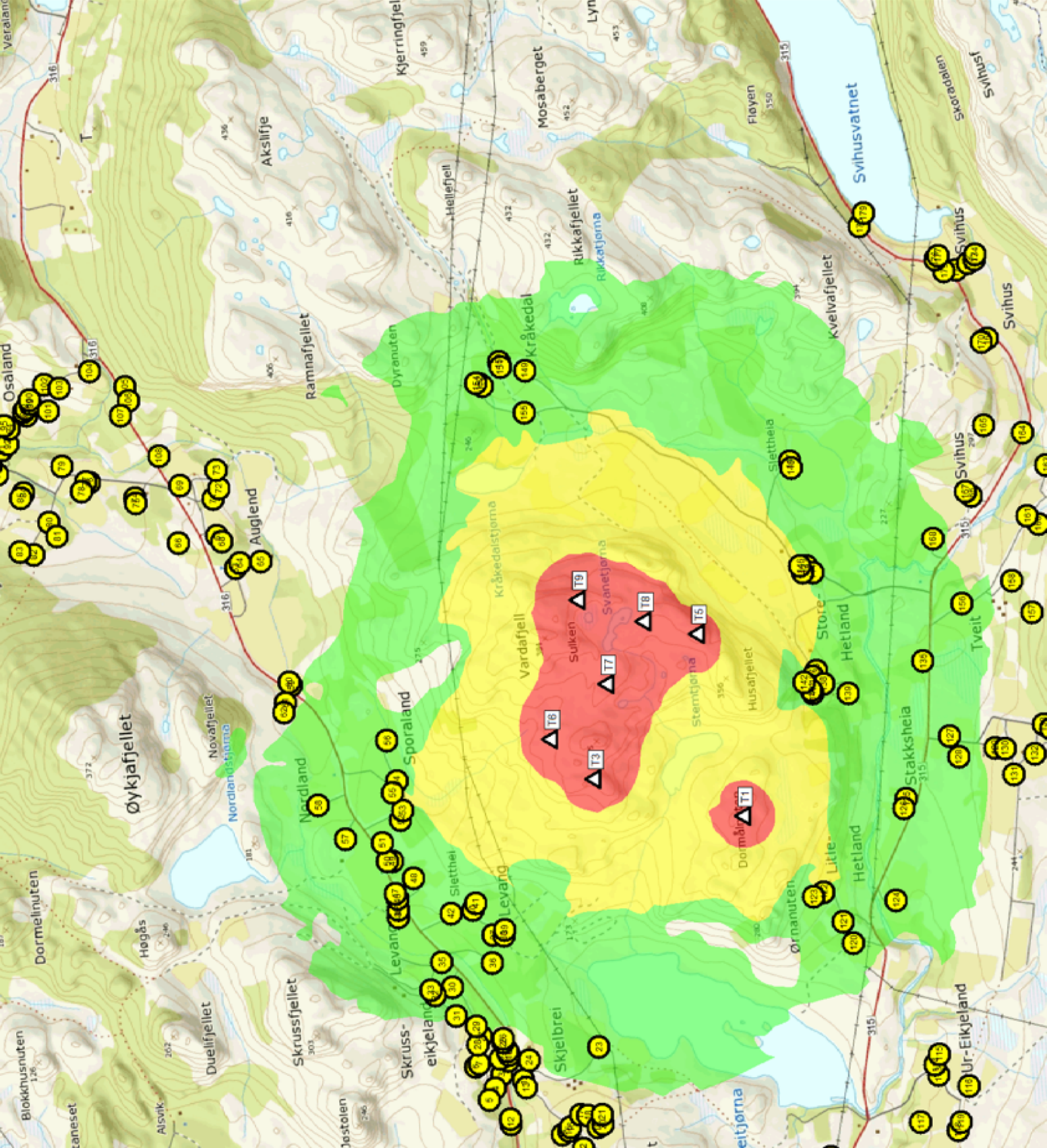
The calculation result is rounded to the nearest integer value according to the guidelines M-128/2014, chapter 2.5.4:

*"Når det skal rundes av til nærmeste hele tall ser vi på første siffer rett etter kommaet. -er sifferet 0, 1, 2, 3 eller 4 tar vi vekk alle desimalsifrene og beholder det hele tallet slik som det var -er sifferet 5, 6, 7, 8 eller 9 tar vi vekk alle desimalsifrene og øker det hele tallet med 1*

*Eksempel; 54,499 = 54  
54,511 = 55"*

$L_{den}$  has been calculated with a penalty of 5 dB for  $L_e$  (evening 19-23) and 10 dB for  $L_n$  (night 23-07) which is resulting in an addition of 6,4 dBA to the calculated equivalent sound level. The noise limit has been assumed to be  $L_{den}=45$  dBA according to Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442/2016) and if the calculated value is above the limit 45 dBA it is marked with red.

**With the proposed noise settings ("tiltak") all NSP:s are within the noise limit  $L_{den}=45$  dBA.**



- Noise sensitive point (NSP)
- Wind turbine



**Vardafjellet wind farm**  
 7 Wind Turbines (WTG) - Vestas V117 HWO  
 Case A03 (Curtailment)

# Calculation of noise immission from wind turbines

## Wind farm Vardafjellet



### Client information

**Project:** Wind farm Vardafjellet  
**Client:** Nordisk Vindkraft Norge AS  
**Client reference:** Gudmund S. Sydness

### Project information

**Document-ID:** 10-17005 A04  
**Project nr:** 10-17005  
**Date:** 2019-09-16

### Company information

**Name:** Akustikkonsulten i Sverige AB  
**Address:** Ringvägen 45B, 118 63 Stockholm  
**Phone:** +46(0)8-29 89 00  
**E-mail:** info@akustikkonsulten.se



Date: 2019-09-16

Project: Wind Farm Vardafjellet

# Table of contents



Page	Content
<b>3-12</b>	<b>WTG and calculation data</b>
3-4	Calculation conditions
5	Calculation uncertainty
6	Method description
7	Wind shadow
8-9	Noise data
10-11	Wind data
12	WTG data
13	Ground absorption map
14	Ground model
<b>15-23</b>	<b>Result noise immission</b>
15-22	Case A04 - Result point calculation
23	Case A04 - Noise map

Wind Farm	WTG type	Number of WTG	Hub height [m]	Total height [m]	Noise emission [dBA]
Vardafjellet	Vestas V117 HWO	7	91,5	150	92,8-106,0

Calculation parameters		Calculation cases
Calculation program	SoundPLAN 7.4	<b>A04:</b> "Støyutredning basert på lokale vindforhold" for 2,5-30,5 m/s at hub height measured wind speed and wind direction distribution in 30° sectors is used according to Table 4. Noise emission for each wind speed at hub height according to Table 1-3, 92,8-106,0 dBA. This represents a yearly average of $L_{den}$ based on wind speeds on situ, "lokale vindforhold". For period night 23-07 "tiltak", noise reducing measures, are performed.
Calculation standard	Nord2000	
Search radius	20 000 m	
Calculation height	4,0 m	
Air absorbtion	ISO 9613-1	
Air pressure	1013,25 mbar	
Relative humidity	70%	
Temperature	15 °C	
Temperature gradient	+0,05 °C/m	
Roughness length	0,3 m	
Anemometer height	10 m	
Wind speed	8 m/s	
Standard deviation wind speed	0,5 m/s	
Wind direction	Wind statistics	
Turbulence strength parameter wind	0,12 m4/3/s2	
Turbulence strength parameter temperature	0,008 K/s2	
Effective flow resistivity Forrest	Impedance class D	
Effective flow resistivity other	Impedance class E	
Effective flow resistivity mountain	Impedance class F	
Effective flow resistivity water	Impedance class H	
Coordinate system	UTM WGS84 Zone: 32	
Height data	5 m height contours	

## Information on calculation parameters

As the weather conditions varies during a normal year, weather parameters according to standard noise calculation methods are used, which are also identical to the values given in the ISA-Standard (International Standard Atmosphere) for air pressure and temperature. The applied relative humidity 70 % and temperature 15 °C is also recommended in the new Finnish guidelines for calculation of wind turbine noise with Nord2000 as well as in the Danish regulations on industrial noise. In the Nordic calculation method for external industrial noise report General Prediction Method, DAL-32, the relative humidity 70 % and temperature 15 °C is used for planning purposes. DAL-32 is an approved method for calculation of wind turbine noise according to chapter 9.8.1 in the Norwegian guidelines on wind turbine noise M-128/2014, Veileder til retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442/2016) (revised August 2018).

It shall be noted that the calculations are performed for a positive temperature gradient which is comparable to moderate inversion. The used value +0,05 °C/m is also the highest approved value according to the measurement method for noise immersion from wind turbines Eiforsk 98:24 as recommended for measurements in M-128/2014. The noise level at a positive temperature gradient is usually higher compared to a negative temperature gradient.

The effective flow resistivity in Nord2000 represent the ground impedance or hardness of the ground. In the guidelines for Nord2000 seven impedance classes are defined, impedance class A-H, where A represents the softest ground for example snow and H represents the hardest ground for example water. In the performed calculations areas with different impedance classes has been specified based on maps and satellite images as well as information from the client. The different areas are shown in page 8 in a ground absorption map. During the winter period, when the ground and trees are covered with snow, a lower noise immersion could be expected. See for example the article impact of snow on sound propagating from wind turbines (Conrady et al), which for example shows that the average noise level is 2 dB lower with snow covered trees.

The calculations are performed with the assumption that the noise sensitive areas (NSP) are located 4,0 m above ground. The height of 4,0 m should be considered decisive according to M-128/2014. Although it shall be noted that sound immersion measurements according to the measurement standard Eiforsk 98:24, recommended in chapter 9.8.5 in M-128/2014, should be performed at 1,2-1,5 m above ground. According to the European directive on environmental noise it is also possible to use calculations on 1,5 m above ground for recreational areas and areas with one-story housing as an additional indicator. The result on 1,5 m above ground should also be considered more representative to the exposure of noise outside of a dwelling.

### Method description

Calculation of noise from wind farm Vardafjellet have been performed and reported by Akustikkonsulten on commission by Nordisk Vindkraft Norge AS in report 10-17005 Case A01-A02 Noise calculation Wind Farm Vardafjellet 190913. The calculations were performed for two cases **Case A01**, "worst case støyberegninger" or downwind conditions considering the maximum noise emission and 8 m/s on 10 m height and 365 days operation for all wind turbines, and **Case A02**, "støyutredning basert på lokale vindforhold" corresponding to a yearly average of Lden based on wind speeds on situ, "lokale vindforhold". For **Case A01** several NSP:s are above the noise limit Lden=45 dBA and for **Case A02** all NSP:s fulfills the noise limit.

To comply with the noise limit  $L_{den}=45$  dBA for **Case A01**, "worst case støyberegninger", the noise immission from the wind farm has been optimized with noise reducing measures, "avbøtende tiltak", in accordance to chapter 7.8.6 in M-128/2014. This calculation were reported in Akustikkonsulten report 10-17005 Case A03 Noise calculation Wind Farm Vardafjellet 190913, called **Case A03**.

Although the noise limit for **Case A02** is fulfilled for all NSP, Nordisk Vindkraft Norge AS has commissioned Akustikkonsulten to perform calculations with the same noise reducing measures as in **Case A03** during the period night 23-07 ( $L_n$ ). The noise reducing measures are the same as in **Case A03**. During day 07-19 ( $L_d$ ) and evening 19-23 ( $L_e$ ) all WTG are running with the same noise setting as in **Case A02**, i.e. without noise reducing measures. The calculation is reported as **Case A04**.

Unfortunately, M-128/2014 do not present any detailed instructions on how to perform calculations assuming "lokale vindforhold". Akustikkonsulten suggests the method below to perform "støyutredning basert på lokale vindforhold" based on long term wind measurements:

1. Sort the wind speed data so it corresponds to the wind speed dependency of the noise emission. For example, the cut-in wind speed, when the blades start to rotate and emit noise, is normally around 3 m/s at hub height for modern wind turbines. Based on wind and noise data for the current project the wind turbines has been assumed to not emit noise for wind speeds below 1,5 m/s, approx. 5,6 % of the year, and the highest noise emission occurs for wind speeds above 9,5 m/s, approx. 36,6 % of the year. For wind speeds between 2,5-8,5 m/s the noise emission is assumed to vary according to Table 1-3. A conservative approach has been chosen, for example all wind data above 9,5 m/s has been assumed to have the highest noise emission for the used noise settings.
2. Divide the wind direction data in 30° sectors and calculate the percentual distribution for the wind speeds between 2,5 m/s to  $\geq 9,5$  m/s separately, similar to a wind rose, according to Table 43. The percentage for each wind direction is used for the calculations in step 4, were NSP:s in a dominant wind direction gets more noise during a year.
3. Calculate the noise immission for each wind direction in 30° sectors for wind speeds between 2,5 m/s to  $\geq 9,5$  m/s, a total of 84 calculations. The 12 results, for each wind speed, are then weighted using the wind direction distribution calculated in step 2.
4. The last step is to calculate the yearly average based on the result in step 2-3. The yearly average is weighted using the wind speed distribution between 0,5-30,5 m/s according to Table 4.

The calculations in **Case A04** are performed according to the method described above.

## Calculation uncertainty

The use of the prediction model Nord2000 on wind turbine noise has been evaluated and validated by a Danish research project PSO-07 F & U project no 7389. Noise and energy optimization of wind farms. Validation of the Nord2000 propagation model for use on wind turbine noise., Delta, rapport AV 1236/09 Hörsholm, Danmark 2009. In general, the conclusion is that the calculation results of Nord2000 show good agreement with sound measurements, for simple plain terrain with simple meteorological parameters as well as for complex hilly terrain with complex meteorological conditions. In comparison with ISO 9613-2, Nord2000 is an improvement, especially for the more complex situations.

**Based on the above study it is believed that, with a confidence interval of 90 %, the calculated value is within the interval of (-5, +3 dB) from a measured value for complex norweigan terrain for distances up to 4 km from the wind farm. This confidence interval includes the uncertainty on the noise emission. It shall be noted that the uncertainty increases with the distance from the wind farm. This uncertainty is also expected to include a variation of the meteorological parameter's temperature, air pressure and humidity relative to the assumed values.**

## Wind shadow

The former guide lines for wind turbine noise in Norway, Veileder til Miljøverndepartementets retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (støyretningslinjen) (TA-2115/2005), had special recommendations for dwellings situated in wind shielded areas (wind shadow). The recommended noise limit for wind shielded areas was  $L_{den}=45$  dBA and outside wind shielded areas the noise limit was set to  $L_{den}=50$  dBA. But in the latest revision of the guidelines M-128/2014, dated August 2018, no special noise limits are given for these situations. The following recommendation is mentioned about wind shadow:

*"Hvis en vindturbin er plassert høyt i terrenget og støymottaker ligger i le i dalformasjoner, kan maskeringen fra vinduset reduseres vesentlig fordi mottaker er skjermet for vinden. Mottakeren ligger da i vindskygge, og vil høre støy fra vindturbinene bedre. Det finnes ikke spesielle støykrav ved vindskygge, men spesielt i detaljprosjekteringsfasen bør utreder være oppmerksom på støypålsom bebyggelse som ligger i vindskygge. I slike tilfeller kan støy fra vindturbiner ofte høres best ved vindstyrker i 10 –12 m/s. Dette bør da legges til grunn for støyberegninger."*

Although it can here be noted that in the new guidelines M-128/2014 the old noise limit for wind shielded areas,  $L_{den}=45$  dBA, is used for all areas. This could assume that the updated noise limit considers areas with wind shadows.

All noise calculations and reports produced by Akustikkonsulten undergoes a quality assurance check in accordance with Akustikkonsultens quality system. It could be noted that Akustikkonsulten is one of few noise consultants in the Nordic region that are accredited (by SWEDAC and in compliance with ILAC, International Laboratory Accreditation Cooperation) according to ISO/IEC 17025 General requirements for the competence of testing and calibration laboratories as well as for the measurement standard for noise emission from wind turbines IEC 61400-11. Akustikkonsultens consultants have more than 10 years of experience from noise calculations of wind turbine noise and have performed calculations for more than 500 wind farms over the years.

The performed "worst case støyberegninger" calculations are to be considered as conservative compared to the calculations based on "lokale vindforhold". In addition, the highest noise emission for wind speeds between 3 m/s-20 m/s is assumed in the "worst case støyberegninger" calculations, as recommended in M-128/2014 when there could be a risk for wind shadow. This noise emission also corresponds to the warranted noise emission according to the wind turbine manufacturer.

The calculations for **Case A01** has also been verified against the method in M-128/2014, chapter 11.5 Metode for å beregne støy fra vindturbiner. This method is a linear calculation method and can only calculate the "worst case støyberegninger" downwind case. The result for values above  $L_{den}=40$  dBA are in average 0,5 dBA higher calculated with Nord2000, which shows that an conservative approach has been used for the settings in Nord2000.

# Noise data

Table 1

WTG type	Noise setting	Wind speed at hub height [m/s] <sup>1)</sup>	Noise emission [dBA]
Vestas V117 HWO	PO1/PO2	3	92,2 <sup>2)</sup>
	PO1/PO2	4 (2,5-3,5)	92,8
	PO1/PO2	5 (4,5)	94,0
	PO1/PO2	6 (5,5)	97,0
	PO1/PO2	7 (6,5)	100,0
	PO1/PO2	8 (7,5)	102,8
	PO1/PO2	9 (8,5)	105,1
	PO1/PO2	≥10 (≥9,5)	106,0

Table 2

WTG type	Noise setting	Wind speed at hub height [m/s] <sup>1)</sup>	Noise emission [dBA]
Vestas V117 HWO	S02	3	92,2 <sup>2)</sup>
	S02	4 (2,5-3,5)	92,8
	S02	5 (4,5)	94,0
	S02	6 (5,5)	97,0
	S02	7 (6,5)	99,9
	S02	8 (7,5)	101,6
	S02	9 (8,5)	102,3
	S02	≥10 (≥9,5)	103,0 <sup>3)</sup>

Table 3

WTG type	Noise setting	Wind speed at hub height [m/s] <sup>1)</sup>	Noise emission [dBA]
Vestas V117 HWO	S03	3	92,2 <sup>2)</sup>
	S03	4 (2,5-3,5)	92,8
	S03	5 (4,5)	94,0
	S03	6 (5,5)	97,0
	S03	7 (6,5)	99,8
	S03	8 (7,5)	100,8
	S03	9 (8,5)	101,0
	S03	≥10 (≥9,5)	101,0

**Reference noise data:** Frequency spectrum at hub height in 1/3-octave bands between 31,5-10 000 Hz has been taken from the WTG manufacturer document *DMS 0081-4480\_00* dated 2018-12-17 and *DMS 0067-7587 V02* dated 2017-12-03, supplied by the client. As the documents are restricted the frequency data cannot be shown. According to the client the noise emission corresponds to the warranted noise emission for the WTG type.

For **Case A04** the noise emission corresponding to the wind speed/s within the parenthesis is used. For example, for noise setting PO1/PO2 the noise emission 106,0 dBA is used for all measured wind speeds above 9,5 m/s and 102,8 dBA for the wind speed 7,5 m/s. Only noise settings that are used in the calculations are shown.

For period day 7-23 and evening 19-23 noise setting PO1/PO2 is used on all WTG. For period night 23-07 noise setting PO1/PO2, SO2 and SO3 is used.

<sup>1)</sup>The value within the parenthesis is the measured wind speed ranges according to Table 4. The other wind speed is according to the WTG manufacturer document.

<sup>2)</sup>Just for information, not used in calculation.

<sup>3)</sup>The noise emission between 10-12 m/s is 102,3-102,7 dBA so the highest noise emission 103,0 dBA, for any wind speed, at 13 m/s is used for all wind speeds above 10 m/s.

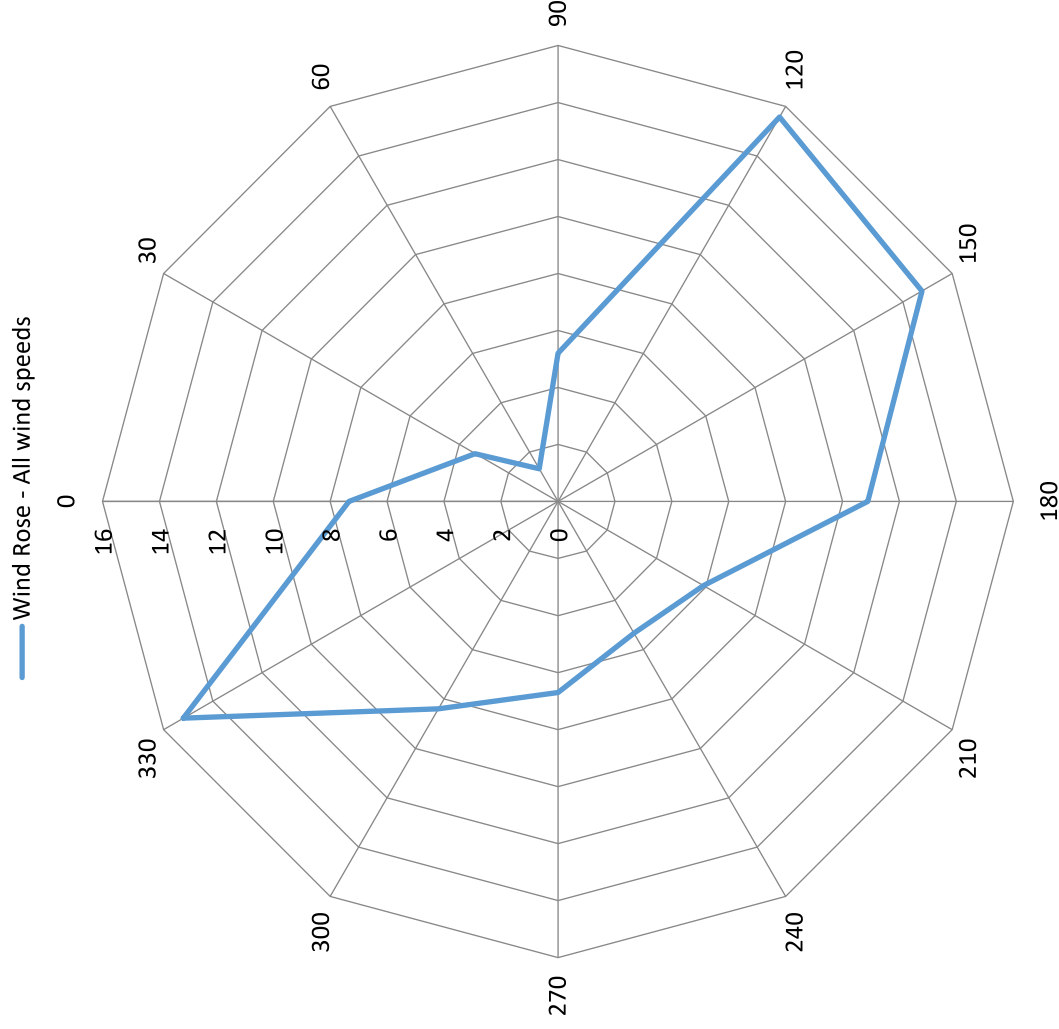
**Disclaimer:** The calculations are valid for the used noise emission and frequency spectrum. Akustikkonsulten gives no guaranty on the actual noise emission level nor frequency spectrum.



Table 4

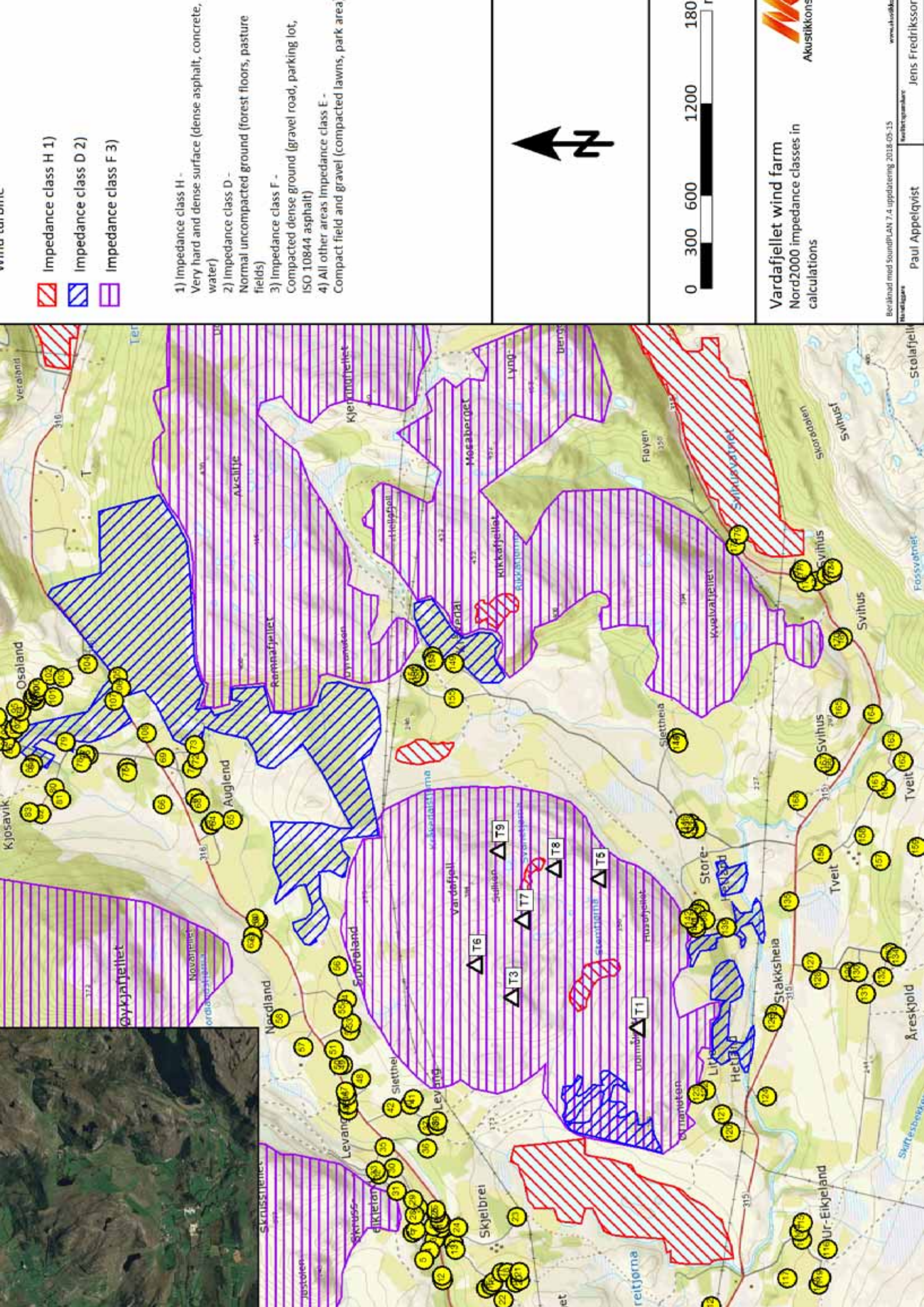
Wind speed at hh [m/s]	Totalt 8766 hours [%]	0° [%]	30° [%]	60° [%]	90° [%]	120° [%]
0,5-1,5	5,6	0,3	0,2	0,1	0,4	0,9
2,5-3,5	13,4	1,6	1,1	0,4	0,8	1,2
4,5	9,4	1,3	0,8	0,3	0,5	0,8
5,5	9,4	1,1	0,5	0,2	0,6	1,0
6,5	9,0	0,9	0,3	0,1	0,5	1,1
7,5	8,5	0,6	0,2	0,1	0,5	1,1
8,5	8,0	0,5	0,1	0,1	0,4	1,1
9,5-30,5	36,6	1,0	0,2	0,1	1,6	8,5
<b>All wind speeds</b>	<b>100,0</b>	<b>7,3</b>	<b>3,4</b>	<b>1,3</b>	<b>5,2</b>	<b>15,6</b>
Wind speed at hh [m/s]	150° [%]	180° [%]	210° [%]	240° [%]	270° [%]	300° [%]
0,5-1,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5	0,6
2,5-3,5	1,0	1,0	0,8	0,9	1,2	1,4
4,5	0,7	0,7	0,5	0,5	0,7	0,9
5,5	0,8	0,8	0,5	0,5	0,7	0,9
6,5	1,0	1,0	0,5	0,5	0,6	0,8
7,5	1,2	1,1	0,6	0,5	0,6	0,8
8,5	1,2	1,1	0,6	0,5	0,5	0,7
9,5-30,5	8,3	4,7	2,1	1,6	1,9	2,3
<b>All wind speeds</b>	<b>14,8</b>	<b>10,9</b>	<b>5,9</b>	<b>5,3</b>	<b>6,7</b>	<b>8,4</b>
Wind speed at hh [m/s]	330° [%]	<p><b>Wind distribution used in calculation</b>  <b>A04:</b> Both wind speed and wind direction distribution is used for wind speed 0,5-30,5 m/s, green values.  This case represents an accurate yearly average of <math>L_{den}</math>.</p>				
0,5-1,5	0,8					
2,5-3,5	2,2					
4,5	1,7					
5,5	1,8					
6,5	1,6					
7,5	1,5					
8,5	1,3					
9,5-30,5	4,3					
<b>All wind speeds</b>	<b>15,2</b>					




# Wind data



Wind Farm Vardafjellet							
WTG	X [m]	Y [m]	Hub height [m]	Hub height level [mas]	Ground level [mas]	Noise emission [dBA] <sup>1)</sup>	Noise setting <sup>1)</sup>
T1	320377	6525309	91,5	360	268	92,8-106,0/92,8-103,0	PO2/SO2
T3	320572	6526115	91,5	387	295	92,8-106,0/92,8-103,0	PO2/SO2
T5	321340	6525559	91,5	412	321	92,8-106,0/92,8-101,0	PO2/SO3
T6	320783	6526348	91,5	392	300	92,8-106,0/92,8-103,0	PO2/SO2
T7	321074	6526045	91,5	405	314	92,8-106,0/92,8-106,0	PO1/PO1
T8	321406	6525846	91,5	419	327	92,8-106,0/92,8-103,0	PO2/SO2
T9	321520	6526202	91,5	430	338	92,8-106,0/92,8-106,0	PO2/PO2

<sup>1)</sup>The presented data is for "day and evening/night" were "Avbøtende tiltak", noise reducing measures, are performed for period night 23-07.



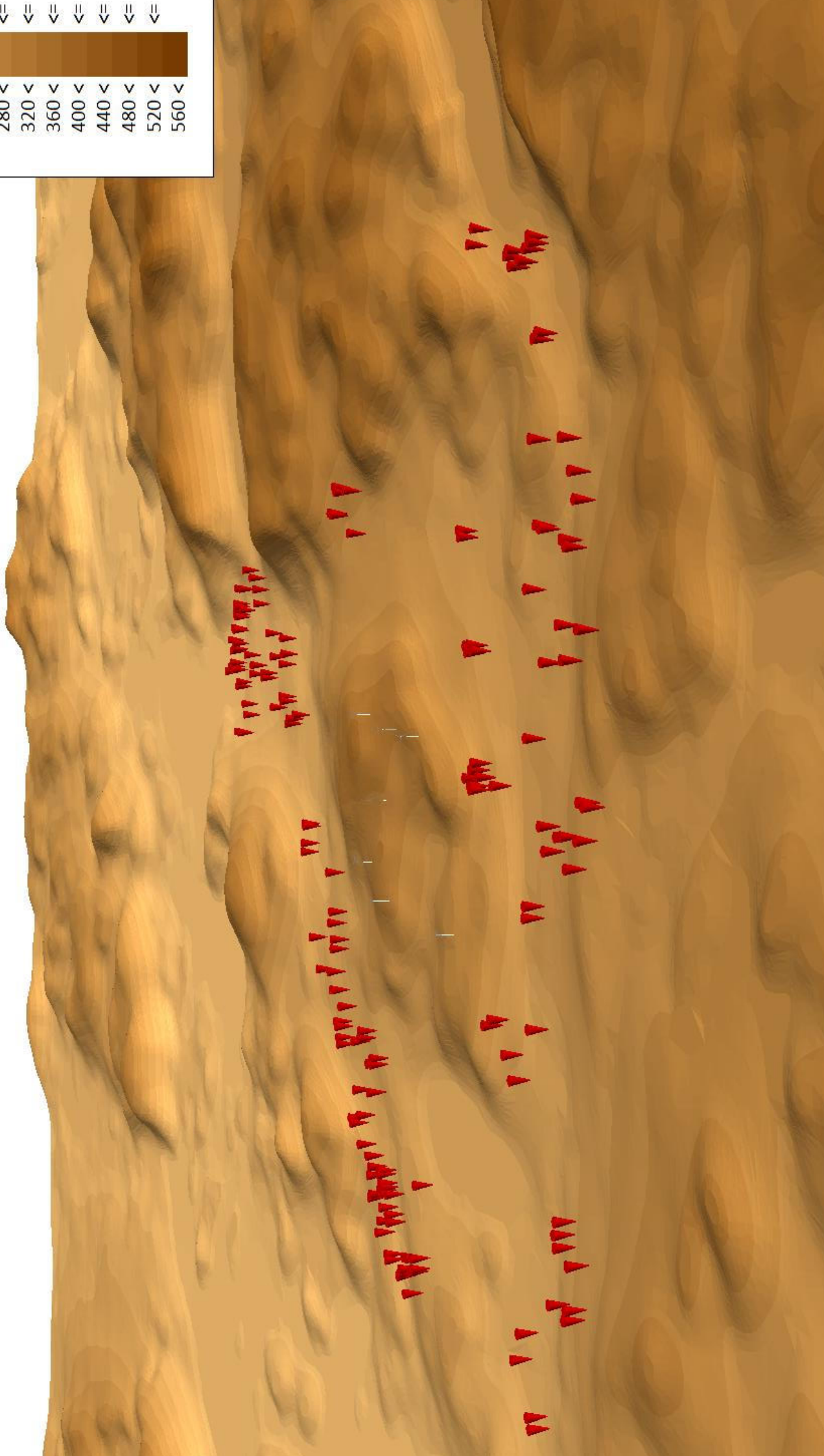
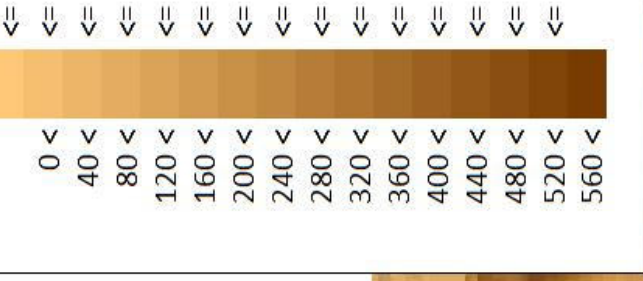
-  Impedance class H 1)
-  Impedance class D 2)
-  Impedance class F 3)

- 1) Impedance class H -  
Very hard and dense surface (dense asphalt, concrete, water)
- 2) Impedance class D -  
Normal uncompacted ground (forest floors, pasture fields)
- 3) Impedance class F -  
Compacted dense ground (gravel road, parking lot, ISO 10844 asphalt)
- 4) All other areas impedance class E -  
Compact field and gravel (compacted lawns, park area)



**Vardafjellet wind farm**  
 Nord2000 impedance classes in  
 calculations





# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	A04	Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
						T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
1	318747	6526569	108	4,0 m	35	2060	1881	2783	2048	2385	2756	2797		
2	318775	6526571	109	4,0 m	35	2039	1854	2757	2020	2358	2729	2770		
3	319010	6526620	115	4,0 m	36	1894	1642	2560	1794	2143	2518	2545		
4	318939	6526652	115	4,0 m	36	1968	1719	2638	1869	2220	2595	2620		
5	318877	6526686	115	4,0 m	36	2036	1789	2709	1936	2289	2665	2687		
6	319053	6526760	125	4,0 m	37	1964	1650	2583	1778	2144	2524	2529		
7	319070	6526741	124	4,0 m	37	1939	1627	2559	1758	2121	2502	2509		
8	319085	6526582	122	4,0 m	37	1814	1559	2476	1714	2060	2435	2464		
9	319097	6526625	121	4,0 m	37	1836	1561	2483	1709	2060	2437	2460		
10	319115	6526579	125	4,0 m	37	1790	1529	2448	1684	2030	2405	2434		
11	319136	6526589	124	4,0 m	37	1783	1512	2433	1665	2013	2389	2415		
12	318983	6526500	126	4,0 m	37	1833	1635	2538	1806	2140	2510	2554		
13	318945	6526486	126	4,0 m	36	1854	1669	2568	1843	2174	2543	2591		
14	318695	6526290	148	4,0 m	36	1947	1885	2744	2089	2392	2747	2826		
15	318715	6526258	151	4,0 m	36	1914	1862	2716	2070	2369	2722	2806		
16	318734	6526247	151	4,0 m	36	1892	1843	2695	2051	2349	2702	2786		
17	318798	6526194	151	4,0 m	36	1810	1776	2620	1991	2281	2631	2722		
18	318795	6526154	151	4,0 m	37	1794	1777	2614	1997	2282	2629	2725		
19	318733	6526101	154	4,0 m	37	1825	1839	2663	2065	2342	2685	2789		
20	318749	6526073	153	4,0 m	37	1798	1823	2641	2053	2325	2667	2774		
21	318800	6526079	150	4,0 m	37	1755	1772	2593	2001	2274	2616	2723		
22	318619	6526178	156	4,0 m	36	1961	1954	2791	2171	2459	2807	2901		
23	319156	6526096	118	4,0 m	39	1453	1416	2249	1646	1919	2264	2366		
24	319087	6526471	134	4,0 m	37	1736	1527	2431	1700	2032	2402	2448		
25	319181	6526611	125	4,0 m	37	1768	1477	2402	1623	1976	2353	2374		
26	319200	6526612	125	4,0 m	38	1756	1459	2385	1605	1958	2335	2356		
27	319213	6526726	131	4,0 m	38	1834	1490	2426	1615	1982	2363	2366		
28	319168	6526749	131	4,0 m	38	1880	1541	2477	1664	2032	2413	2415		
29	319268	6526756	135	4,0 m	38	1823	1453	2393	1569	1941	2324	2319		

# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	A04	Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
						T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
30	319474	6526884	133	4,0 m	38	1815	1341	2289	1414	1807	2193	2157		
31	319323	6526863	139	4,0 m	38	1878	1456	2402	1548	1933	2318	2294		
32	319430	6526978	140	4,0 m	38	1919	1431	2379	1492	1890	2277	2229		
33	319457	6527000	139	4,0 m	38	1925	1424	2371	1478	1878	2265	2212		
35	319606	6526941	130	4,0 m	39	1805	1271	2217	1318	1720	2107	2052		
36	319600	6526668	145	4,0 m	40	1565	1118	2063	1226	1600	1984	1976		
37	319748	6526664	150	4,0 m	41	1494	990	1938	1082	1463	1849	1831		
38	319745	6526607	150	4,0 m	41	1444	962	1908	1070	1443	1827	1821		
39	319777	6526603	150	4,0 m	41	1426	933	1880	1038	1412	1796	1789		
40	319881	6526776	153	4,0 m	42	1549	956	1900	998	1399	1786	1737		
41	319918	6526759	154	4,0 m	42	1521	918	1861	958	1359	1746	1696		
42	319863	6526893	146	4,0 m	41	1665	1053	1990	1069	1478	1865	1795		
43	319845	6527175	136	4,0 m	39	1940	1285	2201	1251	1670	2050	1937		
44	319845	6527175	136	4,0 m	39	1940	1285	2201	1251	1670	2050	1937		
45	319882	6527175	138	4,0 m	40	1931	1265	2177	1223	1642	2022	1905		
46	319941	6527181	141	4,0 m	40	1922	1239	2142	1184	1604	1982	1858		
47	319967	6527192	142	4,0 m	40	1927	1235	2133	1174	1594	1970	1842		
48	320048	6527092	148	4,0 m	41	1813	1109	2005	1046	1466	1843	1720		
49	320138	6527206	149	4,0 m	41	1912	1174	2039	1073	1491	1859	1708		
50	320138	6527234	148	4,0 m	41	1940	1200	2062	1096	1513	1880	1725		
51	320238	6527263	149	4,0 m	41	1959	1196	2029	1065	1477	1836	1664		
52	320359	6527162	161	4,0 m	42	1853	1068	1879	918	1326	1682	1506		
53	320410	6527154	161	4,0 m	43	1845	1052	1846	888	1293	1644	1462		
54	320562	6527183	155	4,0 m	42	1883	1068	1801	864	1248	1581	1371		
55	320501	6527207	155	4,0 m	42	1902	1094	1849	904	1296	1634	1431		
56	320778	6527236	149	4,0 m	41	1968	1140	1769	888	1227	1525	1273		
57	320256	6527461	145	4,0 m	40	2155	1383	2189	1231	1635	1983	1784		
58	320437	6527607	135	4,0 m	40	2299	1498	2238	1306	1687	2010	1774		
59	321071	6527753	110	4,0 m	36	2541	1712	2210	1434	1708	1936	1615		

# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	A04	Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
						T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
60	321086	6527763	109	4,0 m	36	2554	1726	2219	1447	1718	1944	1620		
61	320976	6527784	110	4,0 m	36	2546	1717	2255	1449	1742	1985	1673		
62	320927	6527791	110	4,0 m	37	2542	1713	2270	1450	1752	2003	1696		
63	321691	6528053	105	4,0 m	34	3042	2238	2519	1932	2101	2225	1859		
64	321716	6528030	105	4,0 m	34	3033	2231	2499	1923	2086	2206	1838		
65	321726	6527917	101	4,0 m	34	2936	2140	2389	1831	1982	2096	1727		
66	321823	6528360	97	4,0 m	33	3376	2570	2842	2265	2433	2548	2179		
67	321862	6528152	108	4,0 m	33	3207	2411	2645	2102	2250	2351	1980		
68	321831	6528126	109	4,0 m	34	3170	2373	2614	2064	2214	2319	1949		
69	322125	6528351	95	4,0 m	32	3508	2722	2900	2411	2534	2606	2233		
71	322056	6528172	96	4,0 m	33	3319	2536	2709	2224	2343	2415	2042		
72	322112	6528142	93	4,0 m	33	3322	2546	2696	2233	2340	2402	2028		
73	322206	6528156	92	4,0 m	32	3384	2615	2738	2301	2395	2445	2071		
74	322061	6528593	80	4,0 m	32	3691	2891	3118	2583	2732	2824	2451		
75	322031	6528588	80	4,0 m	32	3673	2871	3107	2564	2717	2812	2440		
76	322142	6528837	68	4,0 m	31	3945	3142	3375	2836	2989	3080	2707		
77	322144	6528859	67	4,0 m	31	3965	3162	3397	2856	3011	3102	2729		
78	322094	6528883	66	4,0 m	31	3965	3159	3408	2854	3016	3114	2742		
79	322227	6528986	63	4,0 m	30	4116	3314	3540	3007	3159	3246	2872		
80	321930	6529055	67	4,0 m	30	4055	3238	3545	2940	3129	3252	2882		
81	321857	6529013	69	4,0 m	30	3989	3170	3492	2873	3070	3199	2831		
82	321759	6529138	75	4,0 m	30	4071	3248	3603	2956	3168	3311	2946		
83	321775	6529214	74	4,0 m	30	4148	3324	3681	3033	3246	3388	3023		
84	322086	6529194	60	4,0 m	29	4244	3431	3711	3130	3308	3416	3045		
85	322060	6529208	60	4,0 m	29	4247	3432	3719	3132	3313	3425	3054		
86	322183	6529334	47	4,0 m	29	4412	3600	3868	3298	3471	3573	3201		
87	322232	6529368	44	4,0 m	29	4463	3652	3912	3350	3519	3618	3245		
88	322219	6529439	37	4,0 m	28	4522	3710	3978	3408	3582	3684	3312		
89	322199	6529532	32	4,0 m	28	4599	3785	4065	3485	3664	3770	3399		



# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	A04	Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
						T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
90	322307	6529368	44	4,0 m	28	4494	3687	3930	3383	3544	3635	3262		
91	322311	6529311	49	4,0 m	29	4445	3638	3876	3334	3492	3581	3208		
92	322343	6529280	52	4,0 m	29	4431	3627	3854	3321	3475	3560	3186		
93	322387	6529424	39	4,0 m	28	4580	3774	4004	3469	3625	3710	3337		
94	322425	6529269	54	4,0 m	28	4458	3658	3865	3351	3496	3571	3198		
95	322443	6529299	51	4,0 m	28	4493	3693	3899	3386	3530	3605	3232		
96	322495	6529178	67	4,0 m	29	4411	3617	3799	3308	3440	3505	3132		
97	322514	6529193	68	4,0 m	29	4433	3639	3819	3330	3462	3526	3152		
98	322532	6529182	70	4,0 m	29	4432	3640	3814	3330	3459	3521	3147		
99	322557	6529158	73	4,0 m	29	4423	3633	3799	3323	3448	3506	3133		
100	322576	6529162	75	4,0 m	29	4436	3647	3809	3337	3460	3516	3143		
101	322519	6529061	67	4,0 m	30	4320	3531	3695	3221	3344	3402	3029		
102	322658	6529082	87	4,0 m	30	4409	3627	3761	3315	3425	3470	3097		
103	322641	6529001	85	4,0 m	30	4331	3551	3680	3239	3346	3388	3015		
104	322731	6528839	106	4,0 m	30	4243	3476	3563	3162	3248	3273	2902		
105	322649	6528647	122	4,0 m	31	4038	3275	3354	2961	3042	3064	2693		
106	322575	6528629	108	4,0 m	31	3982	3214	3309	2901	2988	3019	2646		
107	322495	6528672	91	4,0 m	31	3974	3199	3320	2887	2987	3029	2655		
108	322283	6528464	82	4,0 m	31	3686	2906	3054	2594	2704	2761	2387		
109	318221	6524778	103	4,0 m	33	2220	2705	3215	3005	3122	3359	3593		
110	318173	6524753	104	4,0 m	33	2273	2759	3268	3059	3176	3413	3647		
111	318453	6524927	103	4,0 m	34	1962	2429	2955	2729	2849	3093	3321		
112	318579	6524848	105	4,0 m	34	1856	2362	2851	2666	2767	2998	3238		
113	319011	6524268	160	4,0 m	36	1717	2418	2663	2732	2723	2868	3168		
114	319063	6524285	157	4,0 m	36	1666	2372	2609	2686	2672	2815	3116		
115	319120	6524264	159	4,0 m	36	1635	2353	2570	2666	2644	2780	3085		
116	318950	6524103	179	4,0 m	36	1868	2584	2799	2898	2878	3012	3318		
117	318761	6524362	157	4,0 m	35	1873	2520	2843	2834	2860	3033	3316		
118	318718	6524163	177	4,0 m	34	2016	2692	2970	3006	3015	3171	3465		

# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	A04	Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
						T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
119	318762	6524145	178	4,0 m	35	1991	2675	2940	2990	2993	3144	3441		
120	319707	6524725	151	4,0 m	38	889	1637	1834	1947	1900	2035	2338		
121	319820	6524779	158	4,0 m	39	769	1533	1708	1841	1782	1912	2217		
122	319977	6524884	178	4,0 m	43	584	1367	1521	1671	1597	1723	2029		
123	319951	6524939	185	4,0 m	42	564	1330	1521	1636	1576	1715	2014		
124	319933	6524495	155	4,0 m	40	927	1741	1764	2039	1925	1999	2331		
125	320470	6524440	176	4,0 m	40	874	1678	1417	1934	1715	1689	2051		
126	320419	6524455	173	4,0 m	40	855	1667	1438	1928	1720	1706	2065		
127	320803	6524206	192	4,0 m	39	1182	1923	1456	2142	1859	1747	2121		
128	320692	6524158	196	4,0 m	40	1193	1961	1544	2192	1925	1833	2205		
129	320740	6523964	223	4,0 m	38	1393	2158	1704	2384	2108	1996	2370		
130	320737	6523908	226	4,0 m	37	1447	2213	1758	2440	2163	2050	2424		
131	320599	6523860	230	4,0 m	37	1466	2255	1854	2495	2236	2144	2517		
132	320709	6523750	228	4,0 m	35	1594	2369	1916	2599	2324	2209	2583		
133	320863	6523703	232	4,0 m	36	1678	2429	1916	2646	2351	2211	2584		
134	320841	6523661	231	4,0 m	36	1712	2469	1962	2688	2395	2257	2630		
135	321197	6524351	181	4,0 m	40	1261	1871	1216	2039	1698	1510	1879		
136	321147	6524925	205	4,0 m	43	860	1322	663	1469	1122	957	1330		
137	321117	6524944	207	4,0 m	43	825	1292	654	1443	1102	947	1321		
138	321078	6524886	199	4,0 m	42	819	1329	722	1491	1159	1014	1388		
139	321027	6524753	181	4,0 m	41	855	1436	865	1614	1293	1157	1531		
140	321026	6524944	210	4,0 m	42	745	1256	691	1425	1102	979	1352		
141	321044	6524950	210	4,0 m	42	757	1257	677	1422	1095	966	1339		
142	321084	6524991	217	4,0 m	41	775	1235	623	1390	1054	914	1287		
143	321700	6524979	184	4,0 m	42	1364	1601	683	1648	1236	915	1236		
144	321668	6524944	182	4,0 m	42	1342	1604	697	1660	1251	939	1267		
145	321668	6524998	187	4,0 m	43	1328	1565	650	1614	1204	888	1213		
146	321701	6525013	187	4,0 m	43	1357	1578	655	1620	1208	884	1203		
147	322253	6525070	179	4,0 m	40	1891	1979	1036	1948	1530	1149	1349		

# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	A04	Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
						T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
148	322221	6525062	178	4,0 m	41	1860	1957	1012	1929	1511	1131	1338		
149	322735	6526495	245	4,0 m	41	2639	2196	1680	1958	1721	1479	1250		
150	322782	6526635	255	4,0 m	40	2746	2270	1799	2019	1807	1586	1334		
151	322752	6526626	251	4,0 m	40	2716	2239	1770	1989	1776	1556	1303		
152	322664	6526739	243	4,0 m	39	2697	2183	1774	1921	1735	1543	1264		
153	322651	6526725	242	4,0 m	39	2679	2167	1755	1906	1717	1524	1246		
154	322667	6526758	243	4,0 m	39	2710	2191	1788	1928	1745	1556	1275		
155	322510	6526499	226	4,0 m	42	2442	1976	1501	1734	1506	1283	1034		
156	321501	6524140	185	4,0 m	39	1622	2183	1428	2322	1952	1709	2062		
157	321457	6523765	257	4,0 m	37	1884	2511	1798	2669	2312	2082	2438		
158	321622	6523873	223	4,0 m	37	1901	2476	1709	2613	2240	1985	2331		
159	321549	6523531	287	4,0 m	35	2130	2763	2039	2919	2558	2319	2671		
160	321925	6523730	238	4,0 m	36	2211	2742	1920	2856	2466	2179	2505		
161	321968	6523790	228	4,0 m	36	2200	2712	1877	2819	2426	2131	2453		
162	322102	6523620	239	4,0 m	35	2414	2927	2083	3030	2634	2332	2647		
163	322236	6523689	224	4,0 m	35	2466	2942	2074	3030	2627	2311	2613		
164	322406	6523815	205	4,0 m	33	2520	2942	2044	3008	2598	2264	2546		
165	322445	6524026	251	4,0 m	34	2434	2806	1890	2856	2440	2096	2364		
166	322073	6524090	194	4,0 m	37	2089	2521	1642	2601	2195	1878	2183		
167	322093	6524123	198	4,0 m	37	2086	2506	1621	2582	2175	1855	2157		
168	321845	6524298	179	4,0 m	39	1782	2219	1358	2309	1910	1609	1932		
169	322905	6524006	212	4,0 m	28	2844	3145	2205	3160	2740	2373	2596		
170	322884	6524036	216	4,0 m	28	2812	3109	2169	3124	2704	2337	2560		
171	323267	6524174	217	4,0 m	28	3105	3321	2373	3301	2883	2502	2677		
172	323303	6524112	209	4,0 m	28	3161	3387	2439	3369	2950	2570	2747		
173	323320	6524074	207	4,0 m	28	3192	3423	2475	3407	2988	2608	2787		
174	323348	6524073	208	4,0 m	28	3218	3446	2498	3429	3010	2630	2806		
175	323261	6524238	225	4,0 m	28	3076	3279	2331	3255	2837	2455	2625		
176	323322	6524286	225	4,0 m	28	3118	3303	2356	3271	2854	2471	2630		

# Point calculations

NSP	X [m]	Y [m]	Z <sub>ground</sub> [mas]	Calculation height [m]	A04	Horizontal distance NSP-WTG [m] <sup>1)</sup>								
						T1	T3	T5	T6	T7	T8	T9		
177	323343	6524270	222	4,0 m	28	3143	3329	2382	3297	2881	2497	2656		
178	323497	6524694	233	4,0 m	17	3180	3252	2324	3178	2774	2387	2486		
179	323567	6524673	221	4,0 m	18	3253	3324	2397	3249	2846	2459	2555		

<sup>1)</sup>The distance corresponds to the horizontal distance in m between the NSP and the WTG. The WTG with the shortest distance to each NSP are marked with blue color. Note that in previous calculations from 2017 the values represented the distance between WTG hub height and the NSP calculation height.

## Information on results

The calculations are performed with the assumption that the noise sensitive points (NSP) are located 4,0 m above ground. The height of 4,0 m should be considered decisive according to M-128/2014. According to the European directive on environmental noise it is also possible to use calculations on 1,5 m above ground for recreational areas and areas with one-storey housing as an additional indicator. For indexing of NSP:s see the noise maps.

Note that if the point calculation and noise map show contradictory results, it is primary the point calculation that should be used. The noise map should be considered as a compliment to the point calculation.

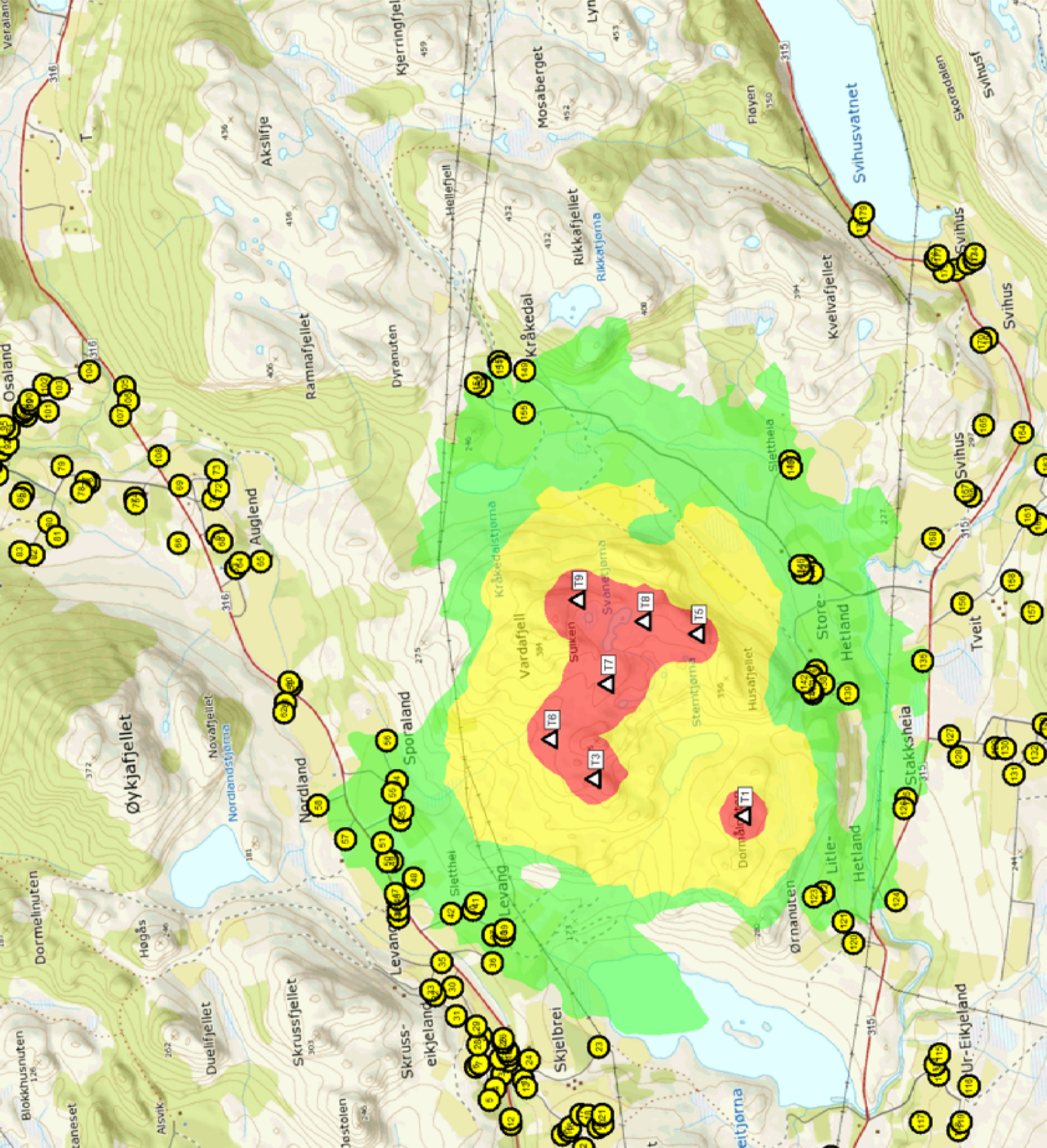
The calculation result is rounded to the nearest integer value according to the guidelines M-128/2014, chapter 2.5.4:

*"Når det skal rundes av til nærmeste hele tall ser vi på første siffer rett etter kommaet. -er sifferet 0, 1, 2, 3 eller 4 tar vi vekk alle desimalsifrene og beholder det hele tallet slik som det var -er sifferet 5, 6, 7, 8 eller 9 tar vi vekk alle desimalsifrene og øker det hele tallet med 1*

*Eksempel; 54,499 = 54  
54,511 = 55"*

$L_{den}$  has been calculated with a penalty of 5 dB for  $L_e$  (evening 19-23) and 10 dB for  $L_n$  (night 23-07) which is resulting in an addition of 6,4 dBA to the calculated equivalent sound level. The noise limit has been assumed to be  $L_{den}=45$  dBA according to Retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442/2016) and if the calculated value is above the limit 45 dBA it is marked with red.

**With the proposed noise settings ("tiltak") the highest calculated noise level in any NSP is  $L_{den}=43$  dBA.**



- Noise sensitive point (NSP)
- Wind turbine



**Vardafjellet wind farm**  
 7 Wind Turbines (WTG) - Vestas V117 HWO  
 Case A04 (Curtailment - Lokale vindforhold)

## Vedlegg til klagebehandling av utslippstillatelsen for støy for Vardafjell vindkraftverk

(All tekst i kursiv er direkte sitat fra dokumentene det vise til i teksten.)

### Støy

I gjeldende [veileder](#) til [støyretningslinjen](#) står det:

*Hovedformålet med retningslinjen for behandling av støy i arealplanlegging er å legge til rette for en langsiktig arealdisponering som forebygger støyproblemer. Forebygging gjennom riktig arealbruk er sannsynligvis det mest kostnadseffektive tiltaket mot støy.*

Støyretningslinjen er under revidering og er på høring frem til 20.09.20. Det er nå økt fokus på helse, trivsel og bokvalitet. I [høringsbrevet](#) står det at:

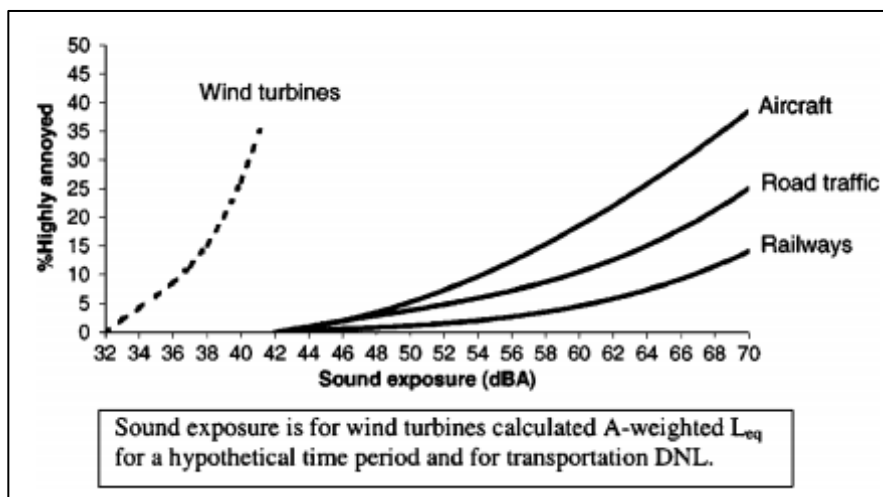
*Formålet å legge til rette for en langsiktig arealdisponering og planløsninger som fremmer trivsel og bokvalitet, og forebygger helsekonsekvenser av støy. (...) Vi har valgt å prioritere å arbeide med klargjøring av forvaltningspraksis i denne revisjonen. God arealplanlegging er sannsynligvis det beste og mest kostnadseffektive tiltaket vi har for å redusere støyplage. Revisjon av støyparametre og grenseverdier kan vurderes senere. (...) WHO anser at støy kan gi alvorlig helseskade dersom 10 % av de eksponerte opplever den som svært plagsom.*

I veilederen til støyretningslinjens kapittel 3.3.1 «Kommentarer til grenseverdiene», står det:

*Det er viktig å merke seg at en del personer kan være plaget av støy også utenfor gul sone. Ved anbefalt ekvivalentnivå vil gjennomsnittlig plagegrad for de fleste kildene ligge rundt 15-20 % ved nedre grense til gul sone. Ved dette nivået kan rundt 15 % av befolkningen være sterkt plaget. Ønsker man i plansammenheng å oppnå en høyere miljøkvalitet enn dette, må det settes strengere krav.*

Antall innbyggere som blir sterkt plaget rundt Vardafjell vindkraftverk kan antas å bli høyere enn 15 %, fordi andre miljøpåvirkninger sammen med ny støy i sum øker plagegraden. Dette er begrunnet nærmere nedenfor.

[WHO sier i sine nyeste anbefalinger](#) for støy fra 2018 at vindturbinstøy bør holde seg *under* Lden 45 dB. På side 109 i WHO-rapporten er det henvist til dokumentasjon på helseproblemer basert på støy, og som er lagt til grunn i utarbeidelsen av retningslinjene. WHO sin støyretningslinje sier at en må unngå å utsette folk for et støynivå som kan skape helsorisiko. Undersøkelser viser at støy fra vindkraft oppleves som betydelig mer plagsom enn støy fra andre kilder, jf. figuren nedenfor.



Kilde: [Eja Pedersen & Kerstin Persson Waye, 2004: Perception and annoyance due to wind turbine noise](#)

Dette bekreftes av [svensk forskning](#) på helseeffekter av støy fra vindkraftverk:

*Ljud från vindkraftsverk kan upplevas som störande. Störningen beror främst på det upprepade susande, svischande eller dunkande ljud som uppstår när rotorbladen passerar genom luften. Den visuella effekten inklusive rörliga skuggor och flimmer från vindkraftverken kan förstärka störningsupplevelsen. Vindkraftsbuller är mer störande än vägtrafikbuller vid liknande ekvivalenta ljudnivåer. En bidragande orsak till detta kan förutom den visuella effekten vara att vindkraftverk ofta uppförs i områden med låga bakgrundsljud. Vindkraftsbuller mäts utanför bostaden vid en vindhastighet på 8 m/s på 10 m höjd, men bullret varierar beroende på tid på dygnet, väder och vindförhållanden. Exponeringsupplevelsen kan antas vara mest besvärande under kvälls- och nattetid. Uppe vid rotorbladen kan det nattetid vara hög vindstyrka medan vinden avtar vid marknivån, vilket förstärker vindkraftsbullret och försvagar maskerande ljud.*

*(...) Personer som ser vindkraftverk störs i högre grad av ljud från vindkraftverk än de som inte ser dem. Vindkraft anläggs ofta i miljöer med låga bakgrundsljud, därför upplevs ljud från verken ibland som störande.*

Turbinene på Vardafjell er svært synlige både på kort, midlere og lang avstand. Det er 64 boliger innenfor en radius på 1,5 km og 23 boliger innenfor 1 km, som ser flere turbiner samtidig.

I Sverige er støygrensen for vindkraft normalt 40 dB ved husvegg. Men det svenske Naturvårdsverket anbefaler en støygrense på [35 dB](#) i områder med lite bakgrunnsstøy. Til eksempel områder planlagt for friluftsliv, fjell og skjærgård og områder i vindskygge. Naturvårdsverket skriver på sin hjemmeside at de som plages av vindkraftstøy opplever den som inntil 4 dB høyere enn det den faktisk er. Dette er hentet fra [rapporten](#) «Opplevd störning av vindkraftsbuller, en jämförande studie av ljud från olika turbiner». Det er kun knyttet til opplevelsen av selve *lydbildet* fra vindturbinestøy versus annen støy med samme antall decibel. Og det er ikke knyttet til sumvirkninger med andre miljøfaktorer. Dvs. at en også ved en støygrense på  $L_{den}$  42 dB vil innbyggere kunne oppleve at vindkraftstøyen overskrider  $L_{den}$  45 dB. Og at de som ligger på  $L_{den}$  45 kan oppleve støyen som om den var  $L_{den}$  49 dB. Denne effekten er ikke omtalt eller vurdert for befolkningen rundt Vardafjell vindkraftverk der 27 boliger ligger på  $L_{den}$  45,5 dB eller høyere.



I konsesjonsvilkår 17. Støy står det bl.a.

*Støynivået ved bygninger med støyfølsom bruk bør ikke overstige Lden 45 dBA. Dersom det vurderes som nødvendig for vindkraftverkets realiserbarhet at støynivået overstiger Lden 45 dBA ved bygninger med støyfølsom bruk, skal detaljplanen omfatte aktuelle tiltak for å avbøte virkninger ved disse bygningene.*

Det ble i konsesjonssøknaden vurdert at en utbygging av 20,4 MW, med 9 x 2,3 MW 130 m høye turbiner, ville medføre at 7 boliger ble liggende med Lden 45,0 dB eller over, og inntil 3 boliger kunne komme over Lden 45,499 dB. Dette medførte at noen eller ev. alle turbinene måtte gå i 1 dB redusert modus. Det har siden aldri vært vurdert om støy-økningene, pga. økningen av turbinestørrelse, har vært «nødvendige for vindkraftverkets realiserbarhet». Konsesjonsvilkåret anses ikke som oppfulgt.

House ID	Sound Pressure Level / dB(A) re. 20 µPa	Limit	Margin
H50	41.5	45.0	-3.5
H51	41.7	45.0	-3.3
H52	42.9	45.0	-2.1
H53	43.1	45.0	-1.9
H54	42.1	45.0	-2.9
H55	42.9	45.0	-2.1
H56	41.2	45.0	-3.8
H57	40.4	45.0	-4.6
H120	41.5	45.0	-3.5
H121	42.8	45.0	-2.2
H122	45.1	45.0	0.1
H123	45.6	45.0	0.6
H124	41.0	45.0	-4.0
H125	42.2	45.0	-2.8
H126	42.2	45.0	-2.8
H127	42.5	45.0	-2.5
H128	42.3	45.0	-2.7
H129	41.9	45.0	-3.1
H130	41.5	45.0	-3.5
H131	41.2	45.0	-3.8
H132	40.5	45.0	-4.5
H133	40.2	45.0	-4.8
H135	41.4	45.0	-3.6
H136	45.3	45.0	0.3
H137	45.4	45.0	0.4
H138	45.0	45.0	0.0
H139	44.1	45.0	-0.9
H140	45.5	45.0	0.5
H141	45.4	45.0	0.4
H142	45.5	45.0	0.5

Tabellen over er hentet fra konsesjonssøknaden og viser boliger som kunne få støy over støygrensen ved ni turbiner på 2,3 MW. Avrundingsregler i veilederen til støyretningslinjen gjør at man ikke er over Lden 45 dB før en når Lden 45,5. NVE har tidvis forholdt seg til Lden 45,0 som en eksakt grense, mens utbygger etter konsesjonssøknaden har forholdt seg til Lden 45,5. Kommunen forholder seg til sist nevnte grenseverdi.

#### Tilstedeværelse av faktorer med negativ helsevirkning

[Folkehelseinstituttet](#) har lagt ut informasjon om støy fra vindturbiner, der det bl.a. står:

*Selv om vindmøllstøy er for lav til å gi oppvåkning, kan slik støy gi stressreaksjoner og innsovningsproblemer. (...) Visuelle effekter slik som refleksblink og skyggekast fra vindmøllene synes å kunne forsterke støyplagen. Det å bo i landlige omgivelser med variert terreng, lavt*

*bakgrunnsstøynivå, og det å kunne se vindmøllene fra huset sitt, er faktorer som øker sannsynligheten for å bli plaget av støy fra vindmøller.*

NVE har selv fått utarbeidet rapporten «[Støyutbredelse ved vindkraftverk med "typisk norsk" topografi](#)», dater 2017. I forordet står det:

*Det er i dag 25 vindkraftverk i Norge, og ved enkelte av disse har naboer klaget på støyvirkninger. På denne bakgrunn har NVE fått utarbeidet en rapport fra konsulentselskapene Meventus AS og Sinus AS om støy fra vindkraftverk i typisk norsk terreng, med fjell, knauser og daler. (...)*

*Ifølge rapporten er det sannsynlig at vindkraftverk plassert i typisk norsk terreng gir andre støyvirkninger enn vindkraftverk i flate landskap. Dette kan blant annet skyldes refleksjoner fra harde fjellformasjoner og store høyde- og temperaturforskjeller mellom vindturbinene og bebyggelse. Bebyggelse kan også ligge i vindskygge, slik at støyen fra vindturbinene ikke blir maskert av normal bakgrunnsstøy.*

*(...). Meventus og Sinus anbefaler at det gjøres ytterligere presiseringer i en fremtidig revisjon av veilederen, slik at spesielle virkninger av typisk norsk terreng fanges bedre opp i støyutredningene.*

Slike presiseringer foreligger ikke i veilederen til støyretningslinjen.

I sammendraget for [rapporten](#) står det:

*Ifølge rapporten kan vindturbiner plassert i landskap med store høydeforskjeller, bart fjell og bebyggelse plassert i dalbunnene under vindturbinene gi andre støyvirkninger enn det som er normalt i flate landskap.*

Rapporten beskriver en topografi som tilsvarer topografien, landskapet og områder med boligbebyggelse rundt Vardafjell vindkraftverk. I sum er dermed alle faktorer, som øker faren for generende støy og sannsynligheten for å bli plaget av støy fra vindturbinene, til stede for boligbebyggelsen rundt Vardafjell Vindkraftverk.

I kapittelet 8.3 «Anbefalinger til endringer i gjeldende retningslinje» står det bl.a. i rapporten:

*Beregningsresultatene som er oppnådd ved bruk av gjeldende retningslinje viser støyverdier som overstiger gjeldende støygrense for samtlige støymottakere som er inkludert i analysen. Beregningene som utføres angir midlede verdier av støynivået. Mye tyder på at lydforholdene er slik noen steder i Norge at sjenanse ikke nødvendigvis er proporsjonal med gjennomsnittlig lydnivå. Dette kan skyldes effekter som oppstår på grunn av kompleksiteten i terrenget. Vi har i denne rapporten kommet opp med noen mulige forklaringer på spesielle støyeffekter som kan oppstå. (...) Slike effekter blir ikke avdekket med de beregningsmetodene som brukes i dag og det vil i slike situasjoner trolig være feil å bruke gjennomsnittlig lydnivå som parameter for forventet sjenanse. Mye tyder på at dette kan være en del av problemstillingen på Lista og trolig også andre steder i Norge.*

*Kunnskap om hva som forårsaker slike spesielle effekter er imidlertid fortsatt for liten til at man kan gi generelle anvisninger i en ny metode. Man bør likevel diskutere om forholdet skal nevnes. Vi har likevel valgt å inkludere noen punkter som bør vurderes for å bedre retningslinjen ytterligere:*

*Bruk av NORD2000 som metode for beregning av støy fra vindturbiner gir mange valgmuligheter for innstillinger av inngangsparametere. De fleste av disse er opp til bruker å bestemme, og ulike valg av parametere kan gi opptil 2-3 dB i forskjell i lydeffektnivå hos støymottaker. Det bør vurderes om inngangsparametere kan standardiseres for å sikre at valgfriheten ikke utnyttes til fordel for prosjektutvikler eller andre berørte parter. (...)*

I kapittelet 3.5 «Komplekst terreng» står det:

*Sammenligninger mellom målinger og beregninger utført med NORD2000 viser at avviket var på inntil  $\pm 3$  dB. Det kommenteres for øvrig at et stort utvalg av mulige inngangsparametre for meteorologi i NORD2000-metoden gjør at det trolig er mulig å øke nøyaktigheten i beregningsresultatet. Dette krever imidlertid god kjennskap til meteorologien for de aktuelle områdene som skal vurderes.*

Det er opp til utbygger alene å velge parameterne til støymodelleringene, og disse blir ikke lagt frem for NVE eller høringsparter. Kommunen mener derfor det er ekstra bekymringsfullt at utbygger går så langt som å forsvare å bruke helt feil årsgjennomsnittstemperatur i støyberegningene (se mer om dette senere). Utbyggers støykonsulent opplyser at usikkerheten i støyberegningene standard er på -5 dB til + 3 dB. Kjeller Vindteknikk som laga kommunens støyberegning bekrefter at deres rapport også kan ha en usikkerhet på opp mot + 3 dB. Siden usikkerheten er generell dekker den kun tilfeldige feil. Faste eller direkte feil i f.eks. valg av feil gjennomsnittstemperatur eller andre

parametere i støymodellingene kommer derfor i tillegg til usikkerheten på + 3 dB. Det er disse tilleggsusikkerhetene dette dokumentet handler om.

I [rapporten](#) «Befolkningsreaksjoner på vindmøllestøy – Vindmølleparken på Lista 2015» står det bl.a. i sammendraget:

*Ca. 60 prosent av de som svarte mener vindmøllene på Lista er visuelt skjemmende. Dette synes å bety så vidt mye for deres plagereaksjoner at plagenormene overstiges fra første desibel. Virkningskurver for støyplage utenfor bolig tilsier at støy fra vindmøller oppfattes som 17-18 dBA verre enn støy fra vegtrafikk, og at vindmøllene bør legges minst ca. 1 kilometer unna nærmeste bolig.*

### **Kommunens helsefaglige vurderinger**

18.09.2019 sendte kommuneoverlegen et [brev](#) (se dok. 184) til NVE, for å være i forkant av søknad om nye turbiner, med avklaringer ift. regelverket for støy og hensynet til befolkningens helse. Brevet åpner slik:

*Det er mye usikkerhet omkring helseeffekter av vindkraftverk i denne størrelsen og i denne type terreng. Dette fører til utrygghet og bekymring for fremtiden for innbyggere som berøres av utbyggingen. Utbyggingen innebærer store inngrep i terrenget, og skjer nær støyfølsom bebyggelse.*

Videre står det:

*Det vil være kommuneoverlegen som mottar og eventuelt fatter vedtak om utbedrende tiltak etter helselovgivningen dersom det etter etablering viser seg at anlegget kan ha negativ innvirkning på helsen. Kommuneoverlegen som kan treffe de nødvendige enkeltvedtak er hjemlet i folkehelseloven kapittel 3, jf forskrift om miljørettet helsevern § 4, 2.ledd.*

#### Helsefaglig uttalelse til planarbeidet

*Kommuneoverlegen finner det nødvendig å gi en uttalelse i forkant av den nye behandlingen, for å bidra til at:*

- lovkrav og retningslinjer blir fulgt av hensyn til innbyggerne
- prosessen blir forutsigbar og forståelig for alle berørte
- innbyggerne kan få oppleve at deres situasjon blir tatt på alvor
- dispensasjoner og lempinger fra retningslinjene ikke skjer til ulempe for innbyggerne

*(...) Veilederen sier: «Vindturbiner bør ikke planlegges plassert slik at støynivået ved støyfølsom bebyggelse overstiger grenseverdien. Dette kan tilsvare avstander opp mot 800 til 1000 meter, men hvis berørt bebyggelse ikke ligger i dominerende vindretninger kan dette ha betydning for avstanden.» Flere boliger har kortere avstand enn dette til nærmeste turbin, også i dominerende vindretning. Det må gå klart fram hvilke vurderinger som er gjort spesifikt for disse boligene. Noe bebyggelse er i dag utsatt for støy fra veitrafikk. Støykartleggingen må synliggjøre hvordan støy fra vindkraftverket kommer i tillegg og bidrar til et samlet støybilde (sumstøy). I tillegg kommer støyen fra vindkraftverket på siden av bebyggelsen som hittil har vært den stille siden.*

*(...) Støynivået ved bygninger med støyfølsom bruk skal ikke overstige Lden 45 dBA.*

*Tilfredsstillende støynivå må oppnås med faste, kontinuerlige tiltak. Driftsmessige tiltak som*

*reduisert fart eller annet, kan eventuelt komme i tillegg. Det må sikres at all støyfølsom bebyggelse har en stille side for ekstra støyfølsomme arealer og rom som soverom, stue etc.*

Det er også utdypet i brevet fra kommuneoverlegen at et mye større antall innbyggere enn de 14 (8 grunneiere, og 6 boligeiere med støy > Lden 45 dB) som tidligere er varslet, må ses på som berørte parter og involveres i videre behandling av saken. Dette skjedde delvis ved at antall varslede i siste høring i oktober 2019 ca. doblet seg. Men fortsatt fikk ikke alle med skyggekast, vindskygge, ny støy over Lden 40 dB, lysforurensning eller betydelig visuell virkning tilsendt dokumentene. Ifølge kommunens egen støyberegning fra desember 2019, må alle turbiner gå i redusert modus for å klare å overholde Lden 45 dB, og dermed også Lden 42 dB.

I kommuneplanen for 2019-2035, vedtatt 11.03.19, er det et eget temakart for hensynssone støysone. De omsøkte turbinene ligger alle innenfor et område med støy under 40 dB.

Friluftsliv vektlegges da også spesielt i brevet fra kommuneoverlegen 18.09.19:

*Det må legges fram en grundig vurdering av konsekvenser for friluftslivet både i selve anleggsområdet og nærliggende områder påvirket av støy, skyggekast, lysforurensning og visuell støy. Både planområdet og nærområder som blir påvirket av anlegget er mye brukt til friluftsliv, og framstilles også som friluftsområder i kommunens informasjonsmateriale.*

Vurderingene som etterlyses ift. helse og friluftsliv er ikke gjort. Verken avstand, sumstøy med veitrafikk, vindskygge, friluftsliv, lysforurensning eller stille side har fått oppmerksomhet i siste høring eller i NVEs saksbehandling. [Høringen](#) av ny turbintype ble sendt ut 17.10.19, dvs. en måned etter kommuneoverlegens brev, og ni dager etter at kommunen hadde sendt inn sin [klage](#) (se dok. 198) på samtlige tidligere vedtak i saken. Høringen tok ikke hensyn til de vesentlige feil som ble påpekt i klagen.

Hovedpunktene i kommunens klage datert 08.10.19 (se dok. nr. 198) var brudd på:

- *Forvaltningsloven ift. hvem som har vært ansett som berørte parter*
- *Energiloven med forskrift ift. hvem som skal sende dokumenter ut på høring og informere berørte om vedtak*
- *Naturmangfoldloven ift. kunnskapsgrunnlaget og vurderinger av dette*
- *Styretningslinjen ift. håndtering av denne (se [vedlegget til klagen](#) for detaljert gjennomgang)*
- *KU-forskriften ift. begrunnelse og vurdering av samfunnsnytte*

#### **Brevene fra kommuneoverlegen ift. folkehelse**

**27.11.17** [Kommuneoverlegens uttalelse \(dok 80\)](#) til miljø-, transport- og anleggsplanen

**18.09.19** [Kommuneoverlegens brev i forkant av ny høring \(dok 184\)](#)

**12.11.19** [Kommuneoverlegens uttalelse til den siste høringen \(dok 225\)](#)

#### **Ivaretagelse av befolkningens helse i driftsfasen**

Brevet fra kommuneoverlegen datert 18.09.19 kom i stand etter et møte mellom kommunen, NVE og utbygger 15.08.19. Møtet kom i stand etter kommunens [henvendelse 17.06.19](#) (se dok. 148) der den ba om svar på mange konkrete spørsmål angående støy og lyssetting (kulepunktene nedenfor). NVE skriver bl.a. følgende i sitt [referat](#) (dok. 180) fra møtet:

- *Informasjon om hvordan NVE har fulgt opp krav satt til andre vindkraftverk, som må kjøre møller i redusert modus, for å oppnå at ingen boliger blir liggende innenfor sonen med støy på*

Lden 45 dBA og over.

NVE har foreløpig ikke fulgt opp vindkraftverk, som har krav om å kjøre i støyreduisert modus, i driftsfasen.

- NVE sin vurdering av hvordan innbyggere i etterkant kan dokumentere at støybelastningen blir større enn beregningene tilsier, og hvordan de da kan effektivere krav om tiltak på vindkraftanlegg eller bolig etter at anlegget er satt i full drift (jf. punkt 17 i [oppdatert anleggskonsesjon](#)).

(...) NVE viser til at det i planendringssøknaden av 12.11.2018, står at «Det vil bli gjennomført emmisjonsmålinger etter at prosjektet er idriftsatt for å bekrefte kildestøyen fra turbinene. Disse vil bli oversendt NVE.» Måling av støy er komplisert og krever avansert utstyr. Naboer og berørte støymottakere har derfor ikke anledning til å gjøre dette selv.

NVE er myndighet etter energiloven, ikke forurensningsmyndighet eller helsemyndighet. Vi legger forurensningsmyndighetene veiledning om støy til grunn. Regelverk og veiledning knyttet til støy er basert på helsemessige vurderinger som utføres av helsemyndighetene.

### Medvirkning for befolkningen og trinnvis endring av miljøpåvirkninger

I kommunens klage, datert 08.10.19. skrev vi bl.a. om hvem vi mener at burde vært varslet gjennom hele planprosessen, jf. tabellen nedenfor. Frem til siste høring var det kun 14 varslede enkeltpersoner, deriblant 8 grunneiere.

I tabellen nedenfor er det angitt antall boliger og beboere innenfor 800-2000 m fra en planlagt turbin på Vardafjell.

Avstand til turbin	Antall boliger	Sum beboere	Sum beboere under 18 år	Antall som burde vært varslet
800 m	11	25	5	20
900 m	16	46	12	34
1000 m	23	59	16	43
<b>1500 m</b>	<b>64</b>	<b>170</b>	<b>39</b>	<b>131</b>
2000 m	104	281	62	219

Kilde: Folkeregisterdata, august 2019

Kommunen mener det har vært en svært dårlig prosess ift. involvering av berørte parter gjennom hele utviklingen av prosjektet, og at folkemøtene ikke reparerer på dette slik NVE mener. Dette kan i seg selv ha negativ påvirkning på hvilke helsekonsekvenser vindkraftanlegget gir. Det har vært tre endringer av turbintype undervegs. Økningen av turbinhøyden fra 130 til 150 m og roterende flate med 25%, har ikke vært konsekvensutredet eller illustrert, og økt ulempene for befolkningen vesentlig.

Høringen av Senvion-turbinene i november 2018 ble kun sendt til kommunen. Vedtaket også. Fylkesmannen fikk dermed ikke mulighet til å medvirke eller ivareta sitt ansvar som støy- og folkehelsemyndighet, og kunne dermed ikke vurdere behovet for å kreve søknad om utslippstillatelse eller oppdatert konsekvensutredning der helsevirkninger ble tatt inn som nytt tema.

Å unnlate høring er alvorlig siden hver søknad og tillatelse bygger videre på den forrige. Det er dette trinnvise søknadsopplegget, der hver endring antydes å være liten og ubetydelig, som har økt installert effekt fra:

- 20,4 MW i konsesjonssøknaden til
- 25,2 MW (maks driftsmodus på 24,15 MW) i første MTA- og detaljplan til
- 29,4 MW for Senvion-turbinene der leverandøren gikk konkurs til
- 30 MW (maks driftsmodus 28,05 MW siden 6,5% ifølge utbygger ikke lar seg utnytte pga. innføring av worst-case-beregninger for støy)

Tabellen nedenfor er hentet fra kommunens siste [høringsuttalelse](#) datert 16.12.19 (se dok. nr. 265), og viser økningen i antall boliger over Lden 40 dB og Lden 45 dB.

<b>Endringer over tid</b>	<b>2013 Søknad om konsesjon (vedtatt)</b>	<b>2017 Søknad om MTA (vedtatt)</b>	<b>2018 Endring av MTA (vedtatt)</b>	<b>2019 Ny endring av MTA</b>	<b>Kommunens egen støyrapport</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• forventet årsproduksjon 90 GWh</li> <li>• konsesjonssøkt 20,7 - 30 MW</li> <li>• KU for konsesjonssøknad er utarbeidet for 20,7 MW og 9 x 2,3 MW turbiner</li> <li>• Lden 45 = Lden 45,499</li> </ul>					
<b>Antall turbiner</b>	9	7	7	7	7
<b>Sum MW</b>	20,4	24,15	29,4	30	30
<b>Høyde turbin i meter</b>	126,5	150	150	150	150
<b>Roterende flate i dekar</b>	61	87	87	76,5	76,5
<b>Antall boliger som kan ligge innenfor Lden 40-45 dBA</b>	56	?	126	110	102
<b>Antall boliger som kan ligge over Lden 45 dB worst-case og som det må gjøres avbøtende tiltak i forhold til</b>	3	12	*14 49	22 60	27 65
<p>* Kommunen ble ikke orientert om usikkerheten i støyberegningene på +3 dBA ifm. MTA eller i søknad i nov. 2018. En stund etter at søknaden var godkjent fikk vi tilsendt detaljerte støydata og oppdaget da at tallet 14 i søknaden skulle vært 49 dersom en la til +3 dBA. Tallet 12 for 2017 er nok også feil, men heller ikke da fikk vi data for å verifisere tallene i støyberegningene.</p>					

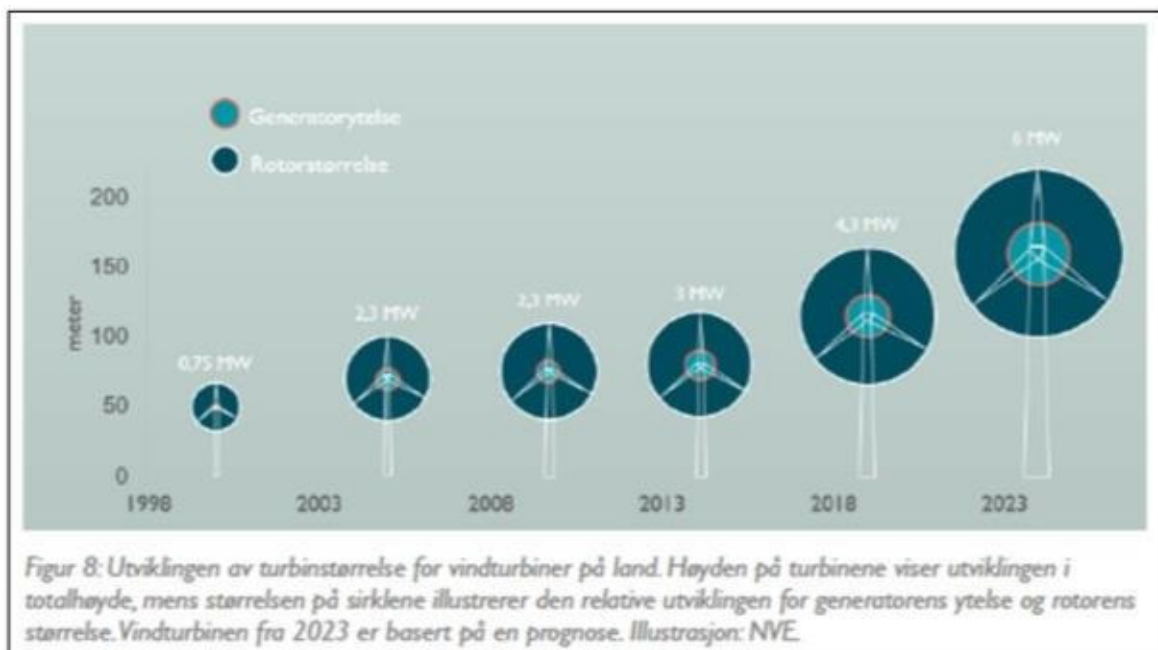
Kommunen sendte [brev til NVE](#) (se dok. nr. 205) 25.10.19 der den ba om at høring av ny turbintype, datert 17.10.19, ble trukket og kvalitetssikret bedre. Høringen var vanskelig å forstå om man ikke kjente saken godt fra før, og ga misvisende informasjon. Dette var første gang flere enn 14 nærboende fikk tilsendt høringsdokumenter om at det skulle etableres et vindkraftanlegg på Vardafjell. Kommunen skrev bl.a. følgende på side 2 i brevet:

*I 36,6 % av tiden er vindstyrken 9,5 m/s eller mer i planområdet. Da støyer de nye Vestas-turbinene 1 dBA mer enn de forrige. I 19 % av tiden er vindhastigheten under 4,5 m/s og da støyer de nye turbinene 1,2-1,8 dBA mindre enn de forrige turbinene. Men støynivået ved de laveste vindhastigheter er mindre vesentlig for hvor mye folk blir plaget av støy. Det er først når vinden øker at plagene i de fleste tilfeller oppstår. Resten av tiden har de nye turbinene 0,2-0,4 dBA mindre støy enn de forrige. For boliger i vindskygge vil økt støy ved høy vindhastighet gjøre svært store utslag i negativ retning. I sum er de nye turbinene fra Vestas ikke en forbedring ift. turbinene fra Senvion, og det blir villedende at det fremstilles slik i søknaden.*

Kommunen mener at den nå godkjente økningen av støy for boliger i vindskygge bryter med intensjonen i konsesjonsvilkår nr. 17 der det står: *Usikkerheten knyttet til støyberegningene skal behandles særskilt, herunder konsekvensene av vindskygge.*

Boliger i vindskygge i Noredalen ligger nord, nordøst og nordvest for vindkraftanlegget og er også dem som blir utsatt for maks belastning av skyggkast. Dette i tillegg til at de ser inntil seks turbiner fra sine boliger. Disse sumvirkningene er ikke vurdert av utbygger, NVE eller OED.

Helsekonsekvensene kan nå kun avbøtes gjennom å redusere støybelastningen, siden turbinene er satt opp. Belastningen var mindre da turbinene var på 2,3 MW og 130 m høye, med 1 dBA mindre kildestøy, enn sist godkjente turbiner på 4,2 og 4,3 MW og 150 m høyde. Figuren nedenfor er hentet fra [Nasjonal ramme for vindkraft](#) side 15.



I [konsesjonssøknaden](#) (se dok. nr. 1) fra 2013 står det i sammendraget:

*I utredningene som ligger til grunn for denne søknaden er det lagt til grunn 9 stk. 2.3 MW turbiner, til sammen 20,7 MW. Det anses at imidlertid at teknologiutviklingen vil kunne muliggjøre bruk av turbiner med større installert effekt. Det søkes derfor konsesjon for en vindpark med en samlet installert effekt på inntil 30 MW.*

*(...) Det er utarbeidet støysonekart for influensområdet. I henhold til definisjonene gitt av KliF er det anbefalt at støy i bebyggelse (Lden) ligger under grenseverdien 45 dB. Under forutsetning av at vindturbinene kjøres i redusert støymodus (-1 dB) har all bebyggelse i området et støynivå som ligger lavere enn grenseverdien angitt ovenfor. Det ansees derfor at støy fra turbinene ikke er noen hindring for bygging av vindparken.*

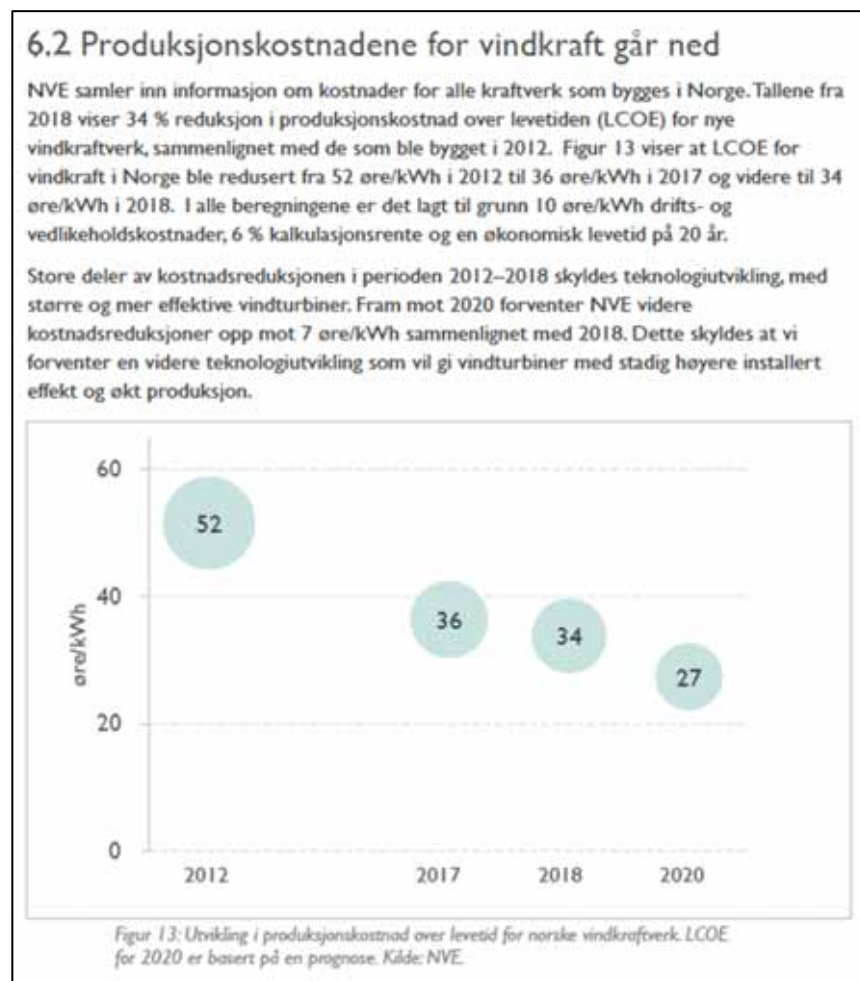
I kapittel 4.2 i konsesjonssøknaden står det om den forventede energiproduksjonen:

*På grunn av avstand til nærmeste bebyggelse og støyproblematikk kan det være aktuelt å kjøre noen eller alle turbiner i en modus der støynivået er redusert med 1 dB. Dersom denne løsningen anvendes for alle turbiner, er samlet netto produksjon (matet inn ved målepunktet) estimert til 59 GWh/år. Dette gir en netto kapasitetsfaktor på 32,5 % ved målepunktet og 2.850 fullasttimer pr år.*

## Påstått urimelighet og brudd på forvaltningspraksis

Forventet produksjon i GWh er økt fra 60 GWh i konsesjonssøknaden til 85 GWh for Senvion-turbinene med vedtak i november 2018. Dette er en økning på 41,7 %. Det er ikke opplyst hvor mange GWh forventet produksjon er for turbinene som er satt opp.

Figuren nedenfor er hentet fra [Nasjonal ramme for vindkraft](#) side 20, og viser at utbyggingskostnaden har gått vesentlig ned siden konsesjonssøknaden ble behandlet i 2013. Samtidig er utbyggingsløsningen endret fra 20,4 MW, som ble ansett som lønnsomt og samfunnsøkonomisk forsvarlig i 2013, til 30 MW i 2020. [Ifølge NVE](#) var produksjonskostnad over levetid (LCOE) for 2019 på 31,77 øre/kWh. Det er en nedgang i utbyggingskostnadene på 38,9 % siden 2012. Videre er det under vår neste overskrift dokumentert at antall fullast eller driftstimer i 2019 var høyere enn forventet pga. mer vind, noe som medfører økt inntjening.



Det har hele tiden vært kjent at en ved en kildestøy på 105 dBA må kjøre samtlige turbiner i redusert modus for å klare støygrensen på Lden 45 dB. Når en velger en turbin som støyer 106 dBA vil en derfor måtte øke bruken av redusert modus. Utbygger har i sin klage på NVE's vedtak av 31.01.20 opplyst at endringen fra real-case til krav om støymodellering etter worst-case, medfører et produksjonstap på 6,5 %. Utbygger har fremsatt en udokumentert påstand om at en utslippsgrense for støy på Lden 42 dBA gjør det ulønnsomt å sette turbinene i drift.

Kommunen finner å ha sannsynliggjort at helse ikke har vært utredet eller tatt hensyn til tilfredsstillende i planprosessen, og heller ikke i tråd med KU-forskriftens § 21. Den finner ikke at utbygger, NVE eller OED har innarbeidet kommuneoverlegens gjentatte helsefaglige råd i utbyggings-



og driftsfasen. Disse kommer i tillegg til kommunens generelle tilbakemeldinger til saken på møter og i muntlig og skriftlig dialog med NVE og utbygger, og i politiske vedtak med et økende antall føringer og vilkår.

Det finnes ikke forvaltningspraksis for kommunal behandling av vindkraftstøy etter ny forskrift. Kommunen kunne ikke ta stilling til behovet for å kreve utslippstillatelse før vedtaket fra NVE forelå 31.01.20. Det finnes imidlertid omfattende kommunal og nasjonal forvaltningspraksis for bruk av støyretningslinjen i arealplanlegging etter PBL, som retningslinjen er laget for. Det er denne kommunen forholder seg til i sin forståelse og bruk av støyretningslinjen.

NVE skulle iht. oppdatert [veileder til støyretningslinjen](#) kapittel 7.8.7 hatt kontakt med kommunen, som støymyndighet fra 01.01.20, før den fattet sitt vedtak 31.01.20. Det samme skulle OED ha hatt før de behandlet de mange klagen på ny turbintype. Kommunen informerte begge om at den ba tiltakshaver sende inn søknad om utslippstillatelse for støy. I veilederen, som ble revidert i januar 2020, står det:

*Kommunen har myndighet til å regulere støy fra vindkraftverk gjennom både forurensningsloven og gjennom folkehelseloven med forskrift om miljørettet helsevern. Dersom kommunen velger å behandle støy fra vindkraftverk gjennom disse lovverkene som et tillegg til NVEs konsesjon, bør det være tett dialog mellom NVE og kommunen. God dialog mellom berørte parter, kommunen og NVE er spesielt viktig i tilfeller der støyfølsom bebyggelse blir eksponert for høyere støyvirkning enn den anbefalte grenseverdien på Lden 45 dB.*

Verken NVE eller OED har lyttet til kommunestyrets enstemmige vedtak 16.12.19 der en behandlet søknaden om turbintypen, som er satt opp på Varafjell, og ba om:

*Sandnes kommune ber NVE om følgende tiltak:*

- 1. Kommunestyret ber NVE om oppsettende virkning pga. dokumenterte brudd på tillatelser gitt av NVE ift. høyde plassering av turbiner, og et utbyggingsforslag som det ikke er forsvarlig å bygge ut av hensyn til innbyggere og folkehelse.*
- 2. Kommunestyret ber NVE om at det ikke fattes nye vedtak i saken eller gis nye tillatelser til utbygger før saken er ferdig klagebehandlet av Olje- og energidepartementet (OED).*
- 3. Tiltaket må endres før det kan tas stilling til de omsøkte endringene. Dersom tiltaket blir videreført må det gjennomføres en ny konsekvensutredning og offentlig høring, basert på oppdatert informasjon om prosjekttekniske forhold og oppdatert kunnskap om miljø- og samfunnsmessige forhold.*
- 4. Konsekvensutredning for tiltaket og de offentlige høringer som er gjennomført, anses som utilstrekkelige i forhold til gjeldende krav.*
- 5. Ny konsekvensutredning bes gjennomført basert på vurderinger som er gjort i dette saksfremlegg og av Rogaland fylkeskommune i deres sak 226/2019 den 26.11.19. Det må gjennomføres en helsekonsekvensutredning som del av konsekvensutredningen.*
- 6. Terrenginngrepene som er gjort må måles inn og dokumenteres i detalj og terrenget tilbakeføres iht. gitte tillatelser. Med terrenginngrep menes alt terreng som er påført endringer ift. opprinnelig tilstand. Eventuelle avvik skal fremlegges kommunen.*
- 7. Det må dokumenteres at inngrep og endringer i områder med kystlynghei ift. opprinnelig areal og tilstand er i tråd med gitt tillatelse.*
- 8. Det må sikres at det ikke åpnes for turbinhøyder og terrengplasseringer som utløser krav om hvit blinkende høyintensitets hinderbelysning. Dette gjøres best ved å ikke tillate turbiner som er 150 m høye.*

9. Ved ny høring av søknaden må det legges ved visualiseringer av omsøkte turbiner med omsøkt plassering, samt kart som viser synlighet fra omkringliggende friluftsområder og boligbebyggelse innenfor 10 og 30 km.
10. Fabrikkgarantien for turbinene ift. støy, inklusiv data om emisjon av lavfrekvent lyd, må legges ved i ny søknad.
11. Alle vesentlige juridiske og faktiske føringer fra konsesjonssøknad til bygging og nedleggelse, må samles i ett felles dokument som holdes oppdatert iht. nye vedtak og endringer.
12. Det må gå klart frem i dokumentet under punkt 11 over, hva som skal til for å utløse krav om avbøtende tiltak. Det må ikke være byrdefullt for innbyggerne å fremme krav overfor utbygger for å ivareta de rettigheter de har ift. egen helse, og tiltak må være realistiske å iverksette. Det må settes en tidsfrist for hvor raskt tiltak skal være gjennomført, og når eventuelt turbiner skal stanses.
13. Tapte produksjon må også dokumenteres ifm. stans av turbiner pga. overskridelse av maks antall timer med skyggekast.
14. Isoskyggekart mangler i søknaden og må fremskaffes og legges ved i ny høring.
15. Det må kreves installasjon av systemer på turbinene som stenger ned driften når grensen på åtte timer skyggekast er nådd for den enkelte bolig, eller når grensen på 30 minutter på en dag er nådd.
16. Konsesjonsvilkårene bes endret iht. vår klage til NVE 08.10.2019 (vår ref. 13/07109-198). Finansiering av gjennomføring av vilkår knyttet til nedleggelse må fremlegges før videre utbygging tillates.
17. NVE må kreve reparasjon og tilbakeføring av terrenngrep som er gjort utover de tillatelser som er gitt til utbygger.
18. NVE må sikre at kommunen til enhver tid kan få innsyn i ulike driftsmodi på den enkelte turbin for å kunne kontrollere hensyn som skal tas ift. fastboende og hytteiere.

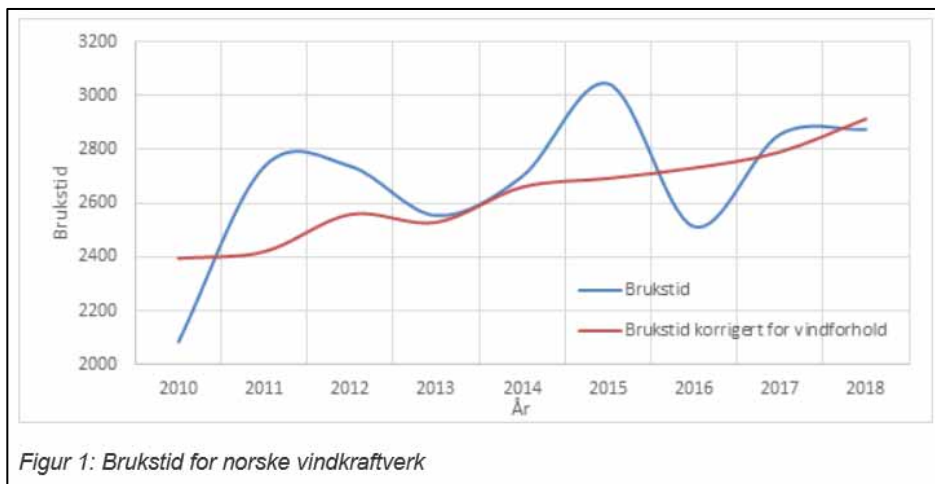
### **Usikkerheten i støyberegningene**

Det er ikke mulig å forutsi vær og klima 25 år frem i tid og det er rimelig sikkert at temperatur, luftfuktighet, vindretning og vindhastighet kan endre seg over tid og mellom år. Når en skal forholde seg til worst-case-beregninger for støy, må en velge mest mulig riktige parametere for støymodelleringene.

Det gjelder også for gjennomsnittstemperaturen, der en har brukt 15 grader for Vardafjell mens det riktige er under 10 grader (7,3 grader for Sandnes). Vi har sjekket valg av temperatur i støyberegningene for en del andre vindkraftverk, og det er til eksempel brukt en gjennomsnittstemperatur på 10 grader for [Haram vindkraftverk](#), 7 grader for [Bremangerlandet vindkraftverk](#), 6,5 grader for [Tysvær vindkraftverk](#), 5 grader for [Okla vindpark](#) og 5 grader for [Songkjølen/Engerfjellet Vindkraftverk](#). Støyberegningene for Vardafjell vindkraftverk anses derfor som noe usikre med inntil 0,7 dB for lav støy ved en gjennomsnittstemperatur på 10 grader, og enda mer ved en temperatur ned mot 7 grader.

Når det gjelder parameteren vind så skrev NVE i sin [statusrapport for 2018](#):

*I tillegg til at det bygges mye ny vindkraft, øker brukstiden til vindturbinene. Brukstiden gikk marginalt opp fra 2017 til 2018, men justert for produksjonsforholdene har økningen vært markant.*



Figur 1: Brukstid for norske vindkraftverk

I sin statusrapport for vindkraft i 2019 skrev NVE:

*[2019 var et vindfullt år](#) på Sørvestlandet, der alle parkene opplevde over normalt med vind. Det gjorde også at de produserte mer enn de ville gjort i et normalår. (...) Dette ga en brukstid på 2.936 timer for de vindkraftverkene som var i drift gjennom hele året, noe som tilsvarer en kapasitetsfaktor på 33,5 %.*

I konsesjonssøknaden (side 28) er det oppgitt en forventning om 2.850 fullasttimer og en kapasitetsfaktor på 32,5 %. Det vil si at det ut fra NVEs 2.936 fullasttimer i 2019 teoretisk sett ville blitt 86 flere fullasttimer for Vardafjell vindkraftverk enn det som var antatt i 2013. Det utgjør 3,5 døgn med ny støy og i snitt 15 minutter ekstra per dag/natt for innbyggerne, samtidig som det gir en produksjonsøkning for utbygger.

Det er ikke satt noen øvre grense for antall tillatte fullasttimer i året ift. bebyggelsen. NVEs kartlegginger viser at værforholdene kan endre seg betydelig i løpet av konsesjonsperioden på 25 år, og at dette kan være til vesentlig ulempe for innbyggerne. De i vindskygge vil kunne få tilført helt ny og høyere støy, dersom høyere vindhastigheter inntreffer oftere. Utbygger har ikke opplyst om hvilke boliger dette gjelder. Det er heller ikke tatt høyde for hvilke konsekvenser endret vær og klima vil kunne få for befolkningens helse, bo- og livskvalitet de kommende 25 år.

Når vindturbiner står tett, slik som på Vardafjell, stjeler de noe av hverandres vind. Det kan skape turbulens mellom dem. Til nå har det vært vanlig med en avstand på 700 m mellom turbiner i vindkraftanlegg. På Vardafjell er avstanden mellom en del turbiner nede i 3-400 m.

Turbulensen øker ved kraftig vind og store temperaturendringer, og på grunn av at tilgrensende terreng ligger noe høyere enn der turbinen står. Dette skaper en fluktuerende lyd som dermed kan høres bedre. Denne type støyforhold fanges ikke opp i støymodelleringer etter metoden NORD2000. Turbulens gir en generell økning av støyen fra turbinene. Men avhengig av hva som forårsaker turbulensen så kan den også variere mellom langvarig «ulelyd», gjentatte lyder eller en impulslyd som gjør at en våkner, men at det så er helt stille igjen. Fenomenet er dermed svært belastende, mens forekomsten og konsekvensene for helse, bo- og livskvalitet ikke er vurdert.

Det er gul støysone langs både Noredalsveien og Soredalsveien mot Vardafjell. Dette genererer sumstøy og en økning av støy ved enkeltboliger på inntil 0.6 dB. Dette er boliger som ligger innenfor 1 km fra vindkraftverket og som ser inntil 6 turbiner samtidig. Sammen med kunnskap om hvordan vindkraftstøy oppleves, usikkerheten i støyberegningene og manglende opplegg for involvering av de

berørte i høringer, så bør sumstøy tillegges vekt selv om den ikke overskrider Lden 45 dB. Det er ikke gjort, og konsekvensene for de fastboende er satt til akseptabel uten en helsefaglig vurdering.

Kommunen [påklagde](#) 24.02.20 NVEs vedtak av 31.01.20 om ny turbintype og skrev følgende om konsesjonsvilkåret for støy:

*For å ta høyde for usikkerheten i støyberegningene på + 3 dB og sikre at ingen boliger får støy over grenseverdien på Lden 45 dB iht. worst-case-beregninger, må støygrensen som utbygger må overholde settes til Lden 42 dB. Dette må tas inn som en endring av konsesjonsvilkåret for støy.*

Det kan derfor ikke komme overraskende på søker at kommunen gir en utslippstillatelse med støygrensen Lden 42 dBA. Likevel valgte utbygger å ikke søke om utslippstillatelse slik kommunen ba om, men svarte at han ville avvente OEDs endelige klagebehandling. Årsaken var et ønske om å få beholde real-case i stedet for worst-case i støymodelleringene, i strid med støyretningslinjen, for å unngå at 6,5% av effekten på 30 MW ikke lot seg utnytte.

Kommunen mente den ut fra en helhetlig vurdering, jf. dette dokumentet, hadde nok informasjon til å sette en støygrense på selvstendig grunnlag. Denne ble gitt en dag før OED sin endelige klagebehandling ble fullført 01.07.20 der alle klager ble avvist, også utbyggers ønske om å beholde real-case.

### **Utbygging på utbyggers risiko**

I tiden mellom 31.01.20 og 01.07.20 valgte utbygger å bestille turbiner på til sammen 30 MW, kjøre dem inn i planområdet og starte montering. Dette uten å avvente utslippstillatelsen for støy eller OEDs klagebehandling, inklusiv utbyggers klage på bruk av real-case versus worst-case. Utbyggingen har siden leverandøren av Senvion-turbinene ble insolvent i april 2019, og gikk konkurs mai 2019, foregått på utbyggers egen risiko. Dette inkluderer sprenging og støyping av turbinpunkter sommeren 2019 da godkjent turbintype var den før Senvion-turbinene, dvs. tilbake i 2017, med en produksjonsbegrensning på 24,15 MW og en installert effekt på 25,2 MW. Utbygger tok selv risikoen med at ny omsøkt turbintype ikke var omsøkt eller godkjent enda. Utbyggingen som i dag foreligger har derfor i ett år vært basert på manglende endelige godkjenninger, og er fullt og helt blitt utført på utbyggers egen risiko. Det er ikke sannsynliggjort hvorfor det med vesentlig reduserte utbyggingskostnader ikke skal være mulig å etablere en utbyggingsløsning mellom 20,4 og 30 MW, som både er lønnsom og gir en akseptabel konsekvens for omgivelsene gjennom en støygrense på Lden 42 dBA. At utbygger må redusere produksjonen ift. 30 MW har vært kjent lenge siden det ikke er mulig å overholde Lden 45 dBA i vanlig driftmodus – ei heller om en fester tagger på alle vingene for permanent å redusere støyen med inntil ca. 1 dB (bruk av tagger er lagt til grunn i alle modelleringene). ‘

Utbygger har satt opp to turbiner på 4,2 MW og fem på 4,3 MW. De siste er en modifisert versjon av 4,2 MW og er derfor spesialbestilt til denne utbyggingen. Utbygger har altså helt bevisst bestilt for store turbiner ift. omgivelsene de etableres i og de hensyn som må tas til befolkningen. Det reduserer i seg selv lønnsomheten i prosjektet, men medfører også den uheldige økningen i støyen. Utbygger har tatt en kalkulert risiko ved ikke å lytte til kommunens helsefaglige råd og avvente utslippstillatelsen, før turbinpunktene ble utbygd og turbiner ble bestilt. Han brukte selv fra april/mai til oktober 2019 på å få sendt søknaden om nye turbiner ut på høring. Dette på tross av at NVE i møtet med kommunen 15.08.19 sa at de hadde mottatt søknaden, men at den var til kvalitetssikring og at kommunen derfor ikke kunne få den enda. NVE har en praksis der de fatter vedtak raskt

dersom det er nødvendig for å ivareta utbyggers interesser. Utbygger har hatt god nok tid til å finne en turbintype som også kunne ivareta befolkningens interesser, men har i stedet valgt en type og størrelse som skaper en betydelig forverring for innbyggerne. Kommunen mener at innbyggerne ikke er gitt den beskyttelsen som det er ment at støyretningslinjen, KU-forskriften, forvaltningsloven og energiloven skal ivareta.

Arkivsak-dok. 20/22333  
Arkivkode  
Saksbehandler Hanne Grete Skien

Behandlet av	Sakstype	Møtedato	Saknr
1 Utvalg for miljø og tekniske saker 2019-2023	Utvalgssaker	21.10.2020	32/20

## SAKSPROTOKOLL

**Begjæring om omgjøring og klage på Sandnes kommunes vedtak om støyutslipp fra Vardafjellet vindkraft AS**

---

**Utvalg for miljø og tekniske saker 2019-2023 har behandlet saken i møte 21.10.2020 sak 32/20**

### **Møtebehandling**

#### **Votering**

Rådmannens innstilling datert 01.10.2020 ble enstemmig vedtatt (8 stemmer).

#### **Vedtak**

Sandnes kommunes vedtak i brev datert 14.08.2020 til Vardafjellet Vindkraft AS opprettholdes. Klagen oversendes til Fylkesmannen i Rogaland for endelig avgjørelse.

Dokumentet er ikke signert da Sandnes kommune benytter elektronisk godkjenning.