

OKLA VINDPARK



29.03.2019

RAPPORT STØY OG SKYGGEKAST

OKLA VINDPARK

STØY OG SKYGGEKASTANALYSE

Denne rapporten beskriver metode og resultater for støy og skyggekastanalysene for Okla Vindpark

Beregningene er utført av Meventus AS, med bistand fra Stormvind AS.

Kontaktperson er Arnar Kvernevik
arnar.kvernevik@vestavindenergi.no
Mobil: +47 97 05 03 81

Vestavind Energi AS
Bukta - 6823 Sandane

Innhold

1	SKYGGEKAST	4
1.1	Retningslinjer og metode.....	4
1.2	Resultater	5
1.3	Konklusjon.....	7
2	STØY I ANLEGGSPHASEN.....	8
3	STØY I DRIFTSFASEN	9
3.1	Regelverk og grenseverdier.....	9
3.2	Grunnlag og parametervalg i beregningsmodellen	10
3.2.1	Kildestyrke og driftstid.....	10
3.2.2	Terreng- og ruhetsbeskrivelse	11
3.2.3	Luftfuktighet og temperatur.....	11
3.3	Resultater	11
3.4	Konklusjon.....	12

VEDLEGG

Vedlegg 1.1: Beregningsrapport Skyggecast

Vedlegg 1.2: Skyggecastkart for sannsynlig skyggecast

Vedlegg 1.3: Skyggecastkart for teoretisk maksimalt skyggecast

Vedlegg 2.1: Beregningsrapport Støy

Vedlegg 2.2: Støysonekart (worst case)

Vedlegg 2.3: Oversikt over terrengets akustiske hardhet

1 SKYGGEKAST

Skyggekast oppstår når en vindturbin i drift blir stående mellom solen og et mottakerpunkt, og det dannes roterende skygger fra rotorbladenes bevegelser. Hvor og når skyggekast inntreffer avhenger blant annet av lokal topografi, tidspunkt på dagen, sesong og mottakerpunktets lokalisering i forhold til vindturbinen. Skyggekast kan defineres inn i tre hovedgrupper (1) teoretisk skyggekast, (2) sannsynlig skyggekast og (3) faktisk skyggekast. Forskjellen på disse er:

1) Teoretisk skyggekast beregnes under følgende forutsetninger:

- Solen skinner konstant i alle timer med dagslys
- Turbinene står aldri stille; de er i konstant bevegelse
- Vindretningen er slik at turbinene alltid står vendt mot skyggekastmottaker

2) Sannsynlig skyggekast (real case):

Som grunnlag for beregningen av sannsynlig skyggekastomfang er følgende meteorologiske/driftstekniske data tatt inn som del av forutsetningene:

- Solskinssannsynlighet fordelt over årets måneder
- Årlig samlet driftstid for turbinene
- Fordeling av driftstimer på ulike vindretninger

3) Faktisk skyggekast:

Dette defineres som reelt omfang av skyggekast fra et vindkraftverk i drift. Faktisk skyggekast skiller seg fra sannsynlig skyggekast ved at sistnevnte bare er en prognose for omfang og mønster for reelt skyggekast.

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

1.1 Retningslinjer og metode

Skyggekastberegningen for Okla vindkraftverk er gjennomført i henhold til NVE sin veileder; «Veileder for beregning av skyggekast og presentasjon av NVEs forvaltningspraksis, nr. 2 2014». Beregningene er utført av Meventus AS med beregningsmodulen SHADOW i programpakken WindPRO versjon 3.2.743. Resultatet av disse beregningene viser forventet omfang av skyggekast for hvert punkt i et område rundt vindkraftverket.

Skyggekastmottakerne er lokalisert basert på N50 kartdata fra kartverket. Samtlige bygninger med skyggekastfølsomt bruk som ligger inntil 1500 m fra nærmeste vindturbin er inkludert i beregningene. Basert på dette er det identifisert 5 skyggekastmottakere i nærområdet til Okla vindkraftverk. Dette inkluderer 4 bygninger langs fylkesvei 633, sørvest for de planlagte vindturbinene, samt en hytte/støl beliggende sørøst for turbinene.

I henhold til NVEs veileder for skyggecastberegninger har mottakerne en størrelse på 2×2 meter, hevet 2 meter over bakken, og beregningene er basert på en drivhustilstand, som vil si at bygningene ikke har én bestemt retning mot turbinene og at mottakeren har vinduer i alle retninger. I tråd med veilederen er det gjort beregninger av både teoretisk og sannsynlig skyggecast. For beregningene av sannsynlig skyggecast er det brukt en konstant solskinnssannsynlighet på 50 %, i henhold til veilederen. Det er videre brukt en retningsfordeling for vind over 12 sektorer basert på vindmålinger fra målemasten som har vært installert i planområdet. I henhold til retningslinjen er den årlige driftstiden for turbinene satt til 7000 timer, og det er antatt at skyggecast ikke inntreffer når solen står lavere enn 3 grader over horisonten. I henhold til retningslinjen er det ikke gjort beregninger av skyggecast for mottakere som er mer enn 1500 meter unna nærmeste vindturbine.

Det er tatt hensyn til terrengets høydeprofil, høyde for skyggecastmottaker og skjermingseffekt av mellomliggende terreng. Det er benyttet en terrengmodell (DTM data fra Statens Kartverk) med 10 meters oppløsning.

Beregningene er utført for et utbyggingsalternativ med 5 vindturbiner av typen Vestas V117 4.2MW med 90 m navhøyde.

1.2 Resultater

Resultatet av beregningene er i de etterfølgende figurene presentert i form av skyggecastkart for sannsynlig skyggecast (Figur 1) og teoretisk maksimalt skyggecast (Figur 2). Navngivning av anleggets nabobebyggelse er basert på utvalg av naboer inkludert i støyberegningene, hvor beregnet støy er høyest for nabo A, nest høyest for nabo B osv. For støyberegningene er samtlige støyfølsomme bygg innenfor 2 km inkludert, hvilket medfører et noe større utvalg enn det som inngår i skyggecastberegningen.

Skyggecastfølsom bebyggelse innenfor 1500 m fra de planlagte vindturbinerne er på figurene markert med blå firkanter, mens øvrige bygg i området er markert med svarte prikker.

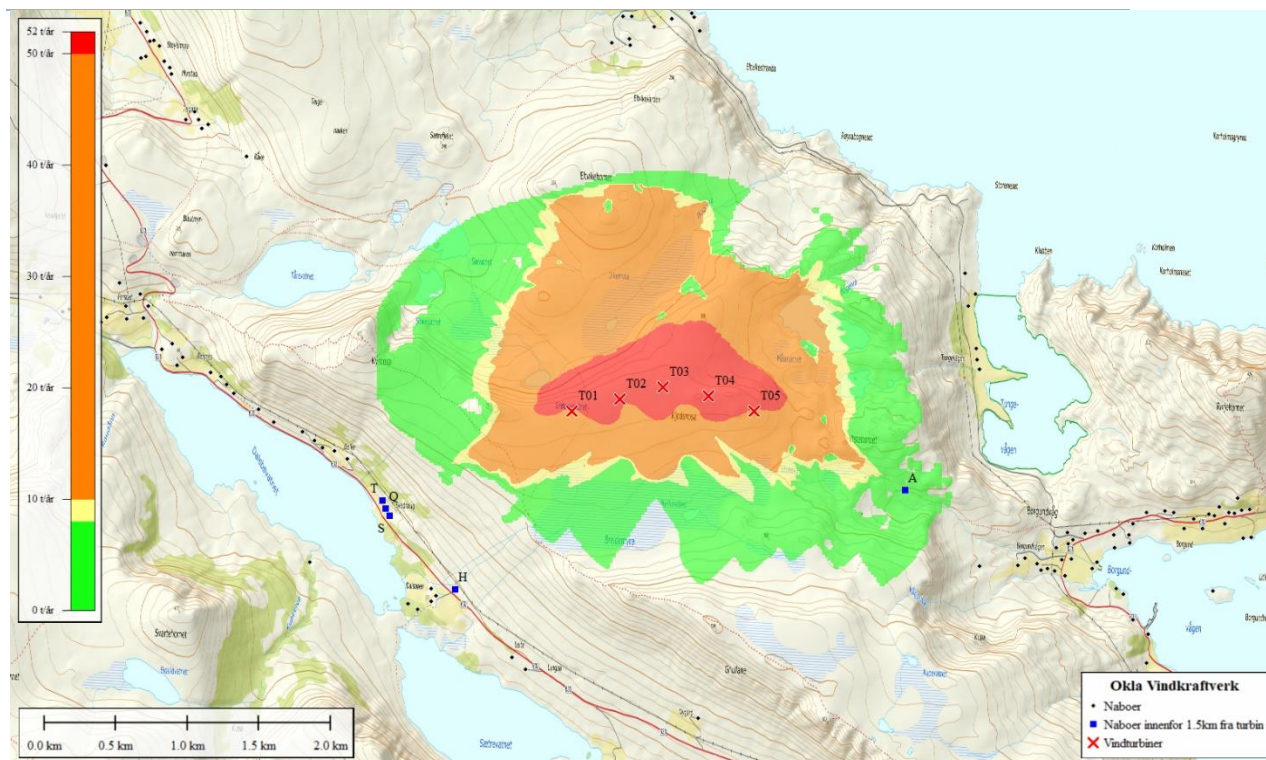
Beregningene viser at kun 1 av de 5 kartlagte skyggecastmottakerne forventes å bli eksponert for skyggecast fra de planlagte turbinene. De beregnede verdiene for det aktuelle bygget er imidlertid under anbefalt grenseverdi både for sannsynlig skyggecast og teoretisk maksimalt skyggecast.

Beregnete verdier for berørt bebyggelse er presentert i Tabell 1 under. Fullstendig beregningsrapport er lagt ved denne rapporten som vedlegg 1.1.

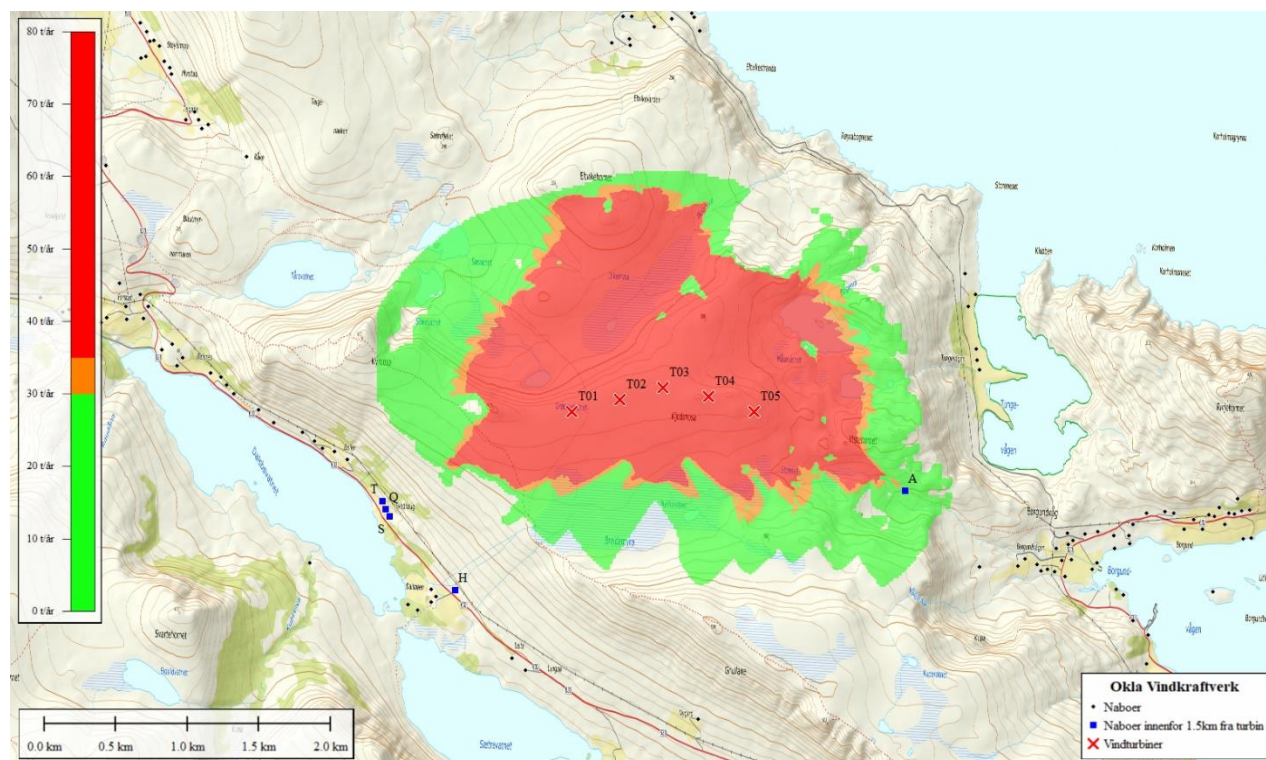
TABELL 1 – FORVENTET OMFANG AV SKYGGECAST FOR SKYGGECASTUTSATT BEBYGGELSE

Bygg (som navngitt i skyggecast- kartene)	Avstand til nærmeste turbine [m]	Beregnet sannsynlig skyggecast [timer: minutter/år]	Beregnet teoretisk maksimalt skyggecast [timer: minutter/år]	Beregnet teoretisk maksimalt skyggecast [minutter/dag]
A	1189	05:11	25:21	00:25

OKLA VINDPARK



FIGUR 1 – SKYGGEKASTKART FOR SANNSYNLIG SKYGGEKAST FRA OKLA VINDKRAFTVERK



FIGUR 2 – SKYGGEKASTKART FOR TEORETISK MAKSIMALT SKYGGEKAST FRA OKLA VINDKRAFTVERK

1.3 Konklusjon

Beregningene viser at ingen bygninger med skyggekastfølsomt bruk i dette området vil berøres av skyggekast over grenseverdiene oppgitt i gjeldende retningslinje. Basert på dette vil det ikke være nødvendig med avbøtende tiltak for å redusere omfang av skyggekast for nabobebyggelsen til det planlagte vindkraftverket.

2 STØY I ANLEGGSFASEN

Anleggsarbeidet vil medføre støy, spesielt i forbindelse med bygging og utbedring av veier og oppstillingsplasser. I tillegg vil det være støy knyttet til transporten av turbinkomponenter og annet materiell til byggeplass.

Miljøverndepartementets retningslinjer for støy i arealplanlegging gir anbefalte grenseverdier. I tillegg kan kommunen stille egne krav. Forbigående støy over anbefalte grenseverdier kan tolereres, men det stilles krav til varsling og eventuelt avbøtende tiltak. Omfanget og konsekvens av sprenging er vanskelig å forutsi. Arbeidet vil medføre sjenerende støy, men må kunne betraktes som enkelthendelser.

Støv fra anleggsarbeidet antas ikke å være sjenerende utenfor planområdet, bortsett fra byggingen av tilkomstveien som vil omfatte mindre sprenginger.

I anleggsfasen vil prosjektet innføre følgende tiltak for å redusere ulempene knyttet til støy:

- Kommune, lokalbefolkning og grunneiere skal varsles før anleggsstart
- De samme interessenter varsles 1 uke før sprengningsarbeid eller annet spesielt støyende arbeid
- Entreprenørens utstyr skal tilfredsstille forskriftskrav mht. lydeffekt
- Ved støyende anleggsarbeider nært opp til bebyggelse skal man søke å unngå arbeider utenfor tidsrommet 22:00 til 06:30

3 STØY I DRIFTSFASEN

Meventus AS har utført en støyutredning i forbindelse med MTA/Detaljplan for Okla vindkraftverk. Utredningen gjør rede for gjeldende regelverk hjemlet i norsk lovverk, forskrifter, veiledninger og standarder, samt beskriver grenseverdier, aktuelle begrep og prinsipper. Videre blir de viktigste inngangsverdiene, tekniske data og parametere som ligger til grunn for støyberegningene presentert. Resultater er presentert i form av støysonekart.

Vedlagt denne rapporten (vedlegg 2.1) finnes selve beregningene som har blitt utført med beregningsverktøyet WindPRO versjon 3.2.743 i beregningsmodulen Nord2000.

3.1 Regelverk og grenseverdier

Støyutredningen for driftsfasen har tatt utgangspunkt i Plan- og bygningsloven, som viser videre til T-1442 (2016) som skal legges til grunn av kommunene, regionale myndigheter og berørte statlige etater ved behandling av enkeltsaker. T-1442 (2016) er koordinert med forurensningsloven og teknisk forskrift, og anbefaler at det skal beregnes to støysoner rundt viktige støykilder (rød og gul sone).

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

I detaljplanleggingsfasen av et vindkraftprosjekt, når det også finnes tilgjengelig data fra vindmålinger, er det i veilederen anbefalt å legge beregningsmetoden Nord2000 til grunn for støyberegningene. I henhold til retningslinjen og veilederen skal støysonekart som viser gul og rød sone legges til grunn for støyvurderingen.

TABELL 2 – GUL OG RØD STØYSONE VED BEREGNING AV STØY FRA VINDKRAFT

Støykilde	Støysone			
	Gul sone		Rød sone	
	Utendørs støynivå	Utendørs støynivå i nattperioden kl. 23 - 07	Utendørs støynivå	Utendørs støynivå i nattperioden kl. 23 - 07
Vindturbiner	45 L _{den}	-	55 L _{den}	-

- Rød sone: Angir et område som ikke er egnet til støyfølsomme bruksformål.
- Gul sone: Vurderingssone.

I støysonekartene er det benyttet soneinndeling som angitt til høyre. Denne inndelingen legger til rette for en noe mer nyansert analyse enn ved kun å benytte rød og gul sone. Grå, rød og oransje sone tilsvarer rød sone iht. T-1442. Lysegul og gul sone tilsvarer gul sone iht. grenseverdien i T-1442. Grønn sone er et område med opptil 5 dB lavere nivåer enn grenseverdi for gul sone, men er inkludert for å synliggjøre områder og støyfølsomme bygninger som ligger i nærheten av gul sone.

Støynivå L_{den} dB(A)

■	>= 65
■	60 - 65
■	55 - 60
■	50 - 55
■	45 - 50
■	40 - 45
■	< 40

Tiltakshaver forholder seg i utredningen til gjeldende retningslinje hvor det fremgår at støynivået ved bebyggelse med støyfølsomt bruk ikke skal overstige $L_{den}=45$ dB.

3.2 Grunnlag og parametervalg i beregningsmodellen

I henhold til veilederen, M-128, er det utført beregninger med forutsetning om at vinden alltid er på et nivå som gir maksimal støy fra turbinene og at det alltid blåser fra vindturbinene mot støymottakerne (medvind fra alle retninger). Dette gir en viss sikkerhetsmargin i forhold til beregninger med faktisk vindfordeling og anses som en verste scenario beregningssituasjon.

Lokalisering av støymottakere i området er innhentet fra N50 kartdata fra Statens Kartverk. Samtlige bygg med støyfølsomt bruk innenfor en radius på 2 km fra turbinene er inkludert i beregningene. Dette omfatter 20 bygninger.

Beregningene er utført i Nord2000-modulen i WindPRO og begningshøyden for støymottakerne satt til 4.0 m over terrenget, i henhold til M-128.

Benyttede data og parametervalg som ligger til grunn i beregningene er beskrevet i de etterfølgende delkapitlene.

3.2.1 Kildestyrke og driftstid

Beregningene er utført for en utbyggingsløsning med 5 vindturbiner av typen Vestas V117 4.2MW med navhøyde på 90 m. Støydata som angir kildestøy fra turbinen har blitt formidlet fra den respektive turbinleverandøren. Kildestryen er oppgitt i lydeffektnivå i hvert 1/3 frekvensbånd mellom 10 Hz og 10 000 Hz. Høyeste lydeffektnivå for turbinen er angitt ved vindhastighet i navhøyde på 10 m/s og høyere med et lydeffektnivå (LWA) på 106.0 dB(A). Oppgitt kildestøy er forutsatt bruk av blader med «serrated trailing edges». Kildestry fra den aktuelle turbintypen er presentert i Tabell 3.

TABELL 3 – GARANTERT LYDEFFEKTNIVÅ FOR AKTUELLE VINDTURBINER PÅ OKLA (VINDHASTIGHET I NAVHØYDE)

Vindhastighet [m/s]	6	7	8	9	10	11	12
Lydeffektnivå, L_{WA} [dB(A)]	97.0	100.0	102.8	105.1	106.0	106.0	106.0

Det er lagt til grunn 100 % driftstid i beregningene, det vil si at turbinene er i drift alle årets timer.

3.2.2 Terreng- og ruhetsbeskrivelse

For beskrivelse av terrenget er det benyttet digitale terrengdata (DTM) fra Statens kartverk med 10 m oppløsning, samt ruhetsdata fra datasettet arealdekke til Statens Kartverk (N50).

Marktypene som forekommer i og i nærheten av Okla vindpark er identifisert ut ifra datasettet arealdekke fra Statens kartverk (N50). De forskjellige marktypene er deretter gitt en hardhet i forhold til forhåndsdefinerte hardhetstyper i WindPRO. Høy hardhet gir mindre demping (mer støyrefleksjon). Av marktypene som er identifisert i det aktuelle området er det skog som gir mest demping og hav/innsjø som gir minst demping. Følgende marktyper og korresponderende hardhet ligger til grunn for beregningene.

Skog, Myr = 31.5 (B)

Dyrket mark/Gravplass = 200 (D)

Åpent område/Steinbrudd = 2000 (F)

Havflate/Innsjø = 20000 (G)

Markens hardhet er holdt konstant gjennom året, uten å ta hensyn til eventuelt snødekke på vinteren. Et eventuelt snødekke vinterstid vil føre til økt markabsorpsjon, og dermed et lavere støynivå enn det som her beregnes. Et kart som viser marktypene som ligger til grunn i støyberegningene er presentert i vedlegg 2.3.

3.2.3 Luftfuktighet og temperatur

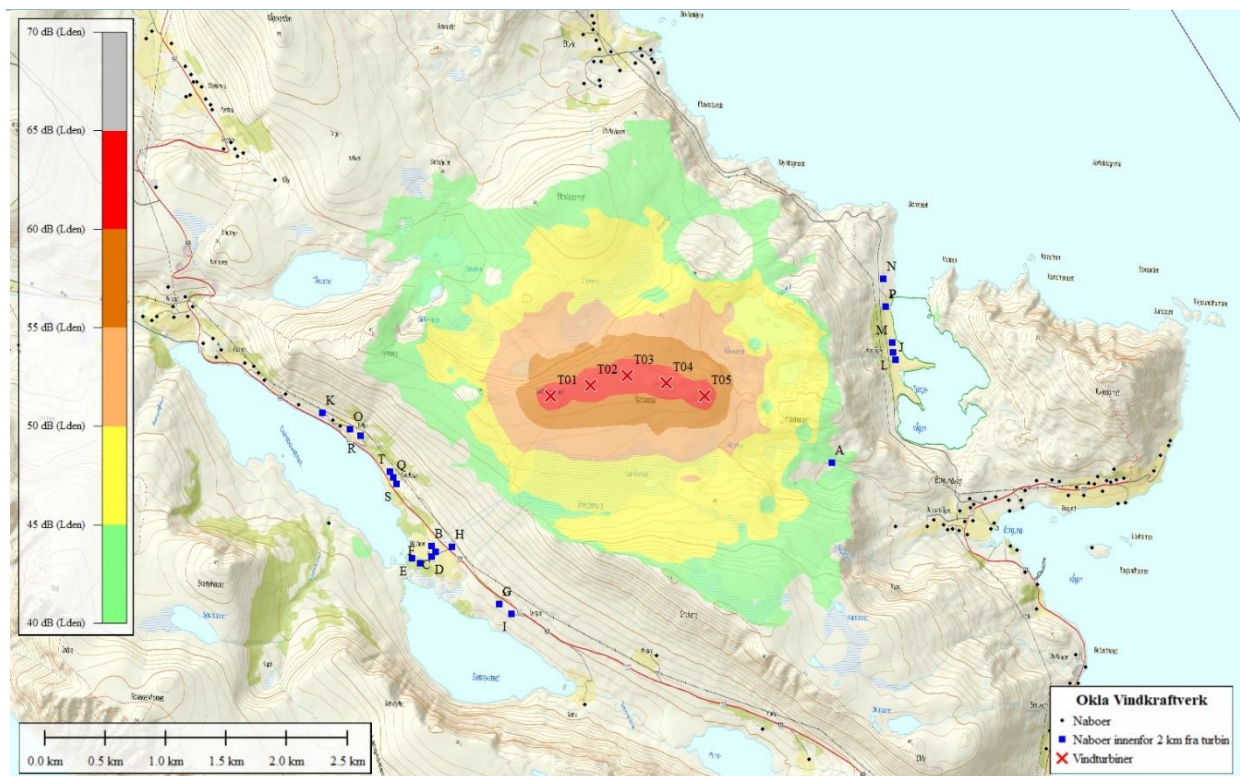
Både luftfuktighet og temperatur har innvirkning på demping av støy i atmosfæren. Luftfuktigheten er i beregningene satt til 70 % og temperaturen til 5 grader Celsius i 2 m høyde. 70 % luftfuktighet anses som et representativt nivå for norske områder. Temperaturen på 5 grader Celsius er basert på målt gjennomsnittstemperatur fra nærliggende meteorologiske stasjoner.

3.3 Resultater

Beregnet støynivå rundt de planlagte vindturbinene er presentert i form av et støysonekart i Figur 3. Støymottakerne er navngitt slik at beregnet støynivå er høyest for nabo A, nest høyest for nabo B etc.

Fullstendig beregningsrapport er lagt ved denne plan som vedlegg 2.1.

OKLA VINDPARK



FIGUR 3 – STØYSONEKART BASERT PÅ WORST CASE (MEDVIND FRA ALLE RETNINGER) STØYNIVÅ (L_{den})

De planlagte vindturbinene er lokalisert i god avstand fra bebyggelsen i området. Av de 20 nabobyggene med støysensitiv bruk innenfor 2 km fra turbinene er det beregnet støyinnivå over 40 dB for kun ett bygg. Dette gjelder nabobygg A som er en hytte/støl som ligger ca. 1200 m sørøst for turbinene. Beregnet støyinnivå for dette bygget er 41.9 dB.

En oversikt over beregnede støyverdier for de 20 nabobyggene som er hensyntatt i beregningene fremgår i beregningsrapporten i vedlegg 2.1.

3.4 Konklusjon

Beregningene viser at ingen bygninger med støyfølsomt bruk i dette området vil berøres av støyinnivåer over gjeldende grenseverdi på L_{den} = 45 dB. Basert på dette vil det ikke være nødvendig med avbøtende tiltak for å redusere støyinnivået for nabobebyggelsen til det planlagte vindkraftanlegget.

Project:

Okla

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

Calculated:

22.03.2019 10:07/3.2.743

SHADOW - Main Result**Calculation:** 20xV117_4.2MW_90mHH**Assumptions for shadow calculations**

Maximum distance for influence

Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade

Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence

3 °

Day step for calculation

1 days

Time step for calculation

1 minutes

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
622	760	366	173	259	464	1,465	1,323	600	398	300	269	6,999

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:

Height contours used: DTM_10m

Obstacles used in calculation

Eye height for map: 1.5 m

Grid resolution: 1.0 m

All coordinates are in

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

WTGs

	Easting	Northing	Z	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM
			[m]									
1	303,614	6,897,682	376.0	VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117.0 !-! hub: ...	Yes	VESTAS	V117-4.0/4.2MW-4,200	4,200	117.0	90.0	1,500	0.0
2	303,948	6,897,769	372.6	VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117.0 !-! hub: ...	Yes	VESTAS	V117-4.0/4.2MW-4,200	4,200	117.0	90.0	1,500	0.0
3	304,250	6,897,850	372.5	VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117.0 !-! hub: ...	Yes	VESTAS	V117-4.0/4.2MW-4,200	4,200	117.0	90.0	1,500	0.0
4	304,568	6,897,792	383.1	VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117.0 !-! hub: ...	Yes	VESTAS	V117-4.0/4.2MW-4,200	4,200	117.0	90.0	1,500	0.0
5	304,885	6,897,682	368.0	VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117.0 !-! hub: ...	Yes	VESTAS	V117-4.0/4.2MW-4,200	4,200	117.0	90.0	1,500	0.0

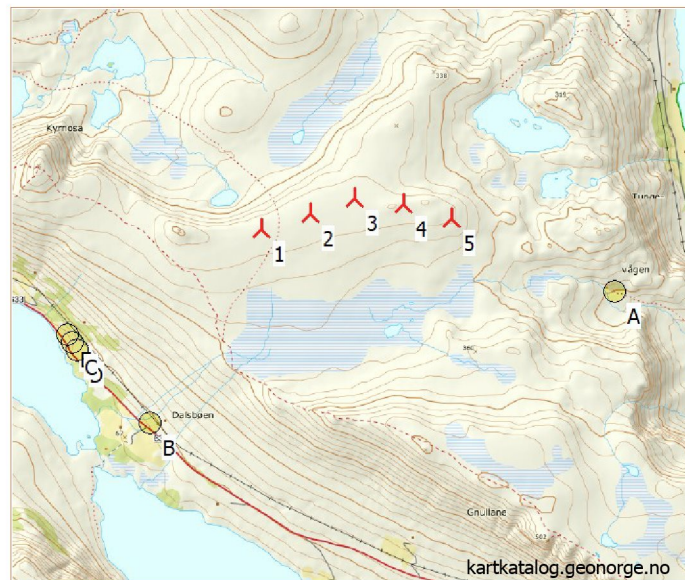
Shadow receptor-Input

No.	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
A	305,939	6,897,131	200.4	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
B	302,798	6,896,438	84.9	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
C	302,316	6,897,006	62.8	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
D	302,344	6,896,952	65.7	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0
E	302,289	6,897,057	62.8	2.0	2.0	2.0	90.0	"Green house mode"	4.0

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]	Shadow hours per year [h/year]
A	25:21	72	0:25	5:11	
B	0:00	0	0:00	0:00	
C	0:00	0	0:00	0:00	
D	0:00	0	0:00	0:00	
E	0:00	0	0:00	0:00	



New WTG

Scale 1:50,000
Shadow receptor

Project:

Okla

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

Calculated:

22.03.2019 10:07/3.2.743

SHADOW - Main Result**Calculation:** 20xV117_4.2MW_90mHH

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117.0 !-! hub: 90.0 m (TOT: 148.5 m) (1)	0:00	0:00
2	VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117.0 !-! hub: 90.0 m (TOT: 148.5 m) (2)	0:00	0:00
3	VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117.0 !-! hub: 90.0 m (TOT: 148.5 m) (3)	0:00	0:00
4	VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117.0 !-! hub: 90.0 m (TOT: 148.5 m) (4)	0:00	0:00
5	VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117.0 !-! hub: 90.0 m (TOT: 148.5 m) (5)	25:21	5:11

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

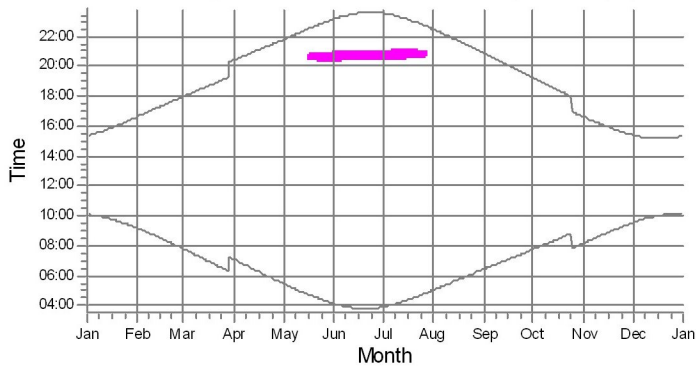
Project:
Okla

Licensed user:
Meventus AS
Kongsgård Allé 59
NO-4632 Kristiansand
+47 3860 7115
Data / data@meventus.com
Calculated:
22.03.2019 10:07/3.2.743

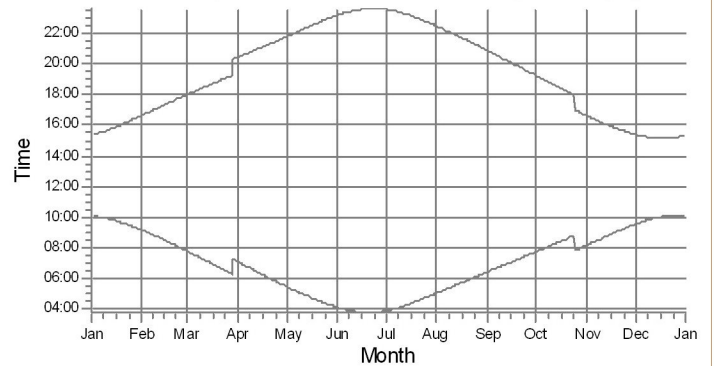
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: 20xV117_4.2MW_90mHH

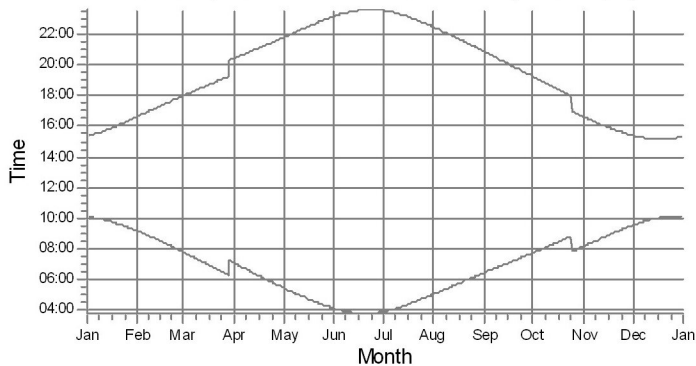
A: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (21)



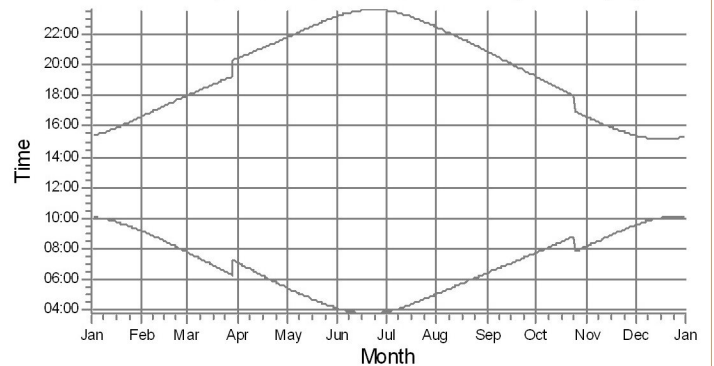
B: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (28)



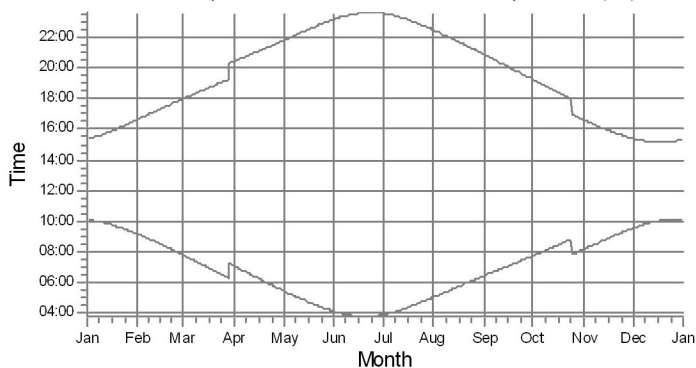
C: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (37)



D: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (39)



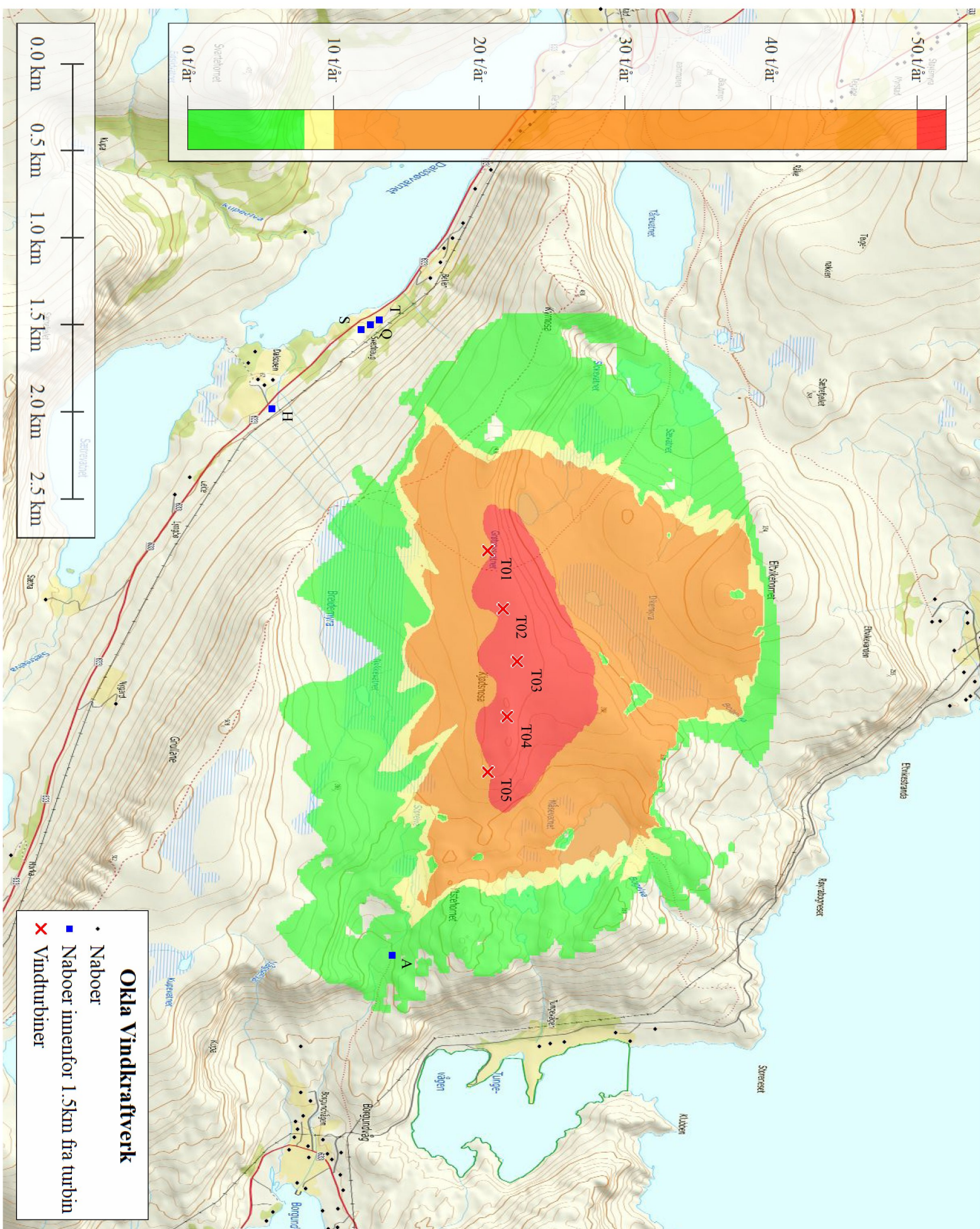
E: Shadow Receptor: 2.0 × 2.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (40)



WTGs

5: VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117.0 !-! hub: 90.0 m (TOT: 148.5 m) (5)

Vedlegg 1.2: Skyggekastkart for sannsynlig skyggekast



Project:

Okla

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

Calculated:

20.03.2019 14:41/3.2.743

NORD2000 - Main Result**Calculation:** 201903_5xV117_4.2MW_90mHH_wc**Assumptions**

Weather stability
Relative humidity 70.0 %
Air temperature 5.0 °C
Height for air temperature 2.0 m
Stability parameters Night; Clear sky
Inverse Monin Obukhov length 0.0100
Temperature scale T* 0.0500

Terrain**Elevation based on object**

DTM_10m

Roughness based on area object

Roughness Areas (N50)

Terrain type based on area object

Terrain Hardness (Background: 2000)

Month for calculation

January

Wind speed criteria**Uniform wind speed at 10 m agl.****Wind speed****Max noise wind speed****Wind direction****Height above ground level for receiver****Wind speed has been extrapolated to calculation height using**

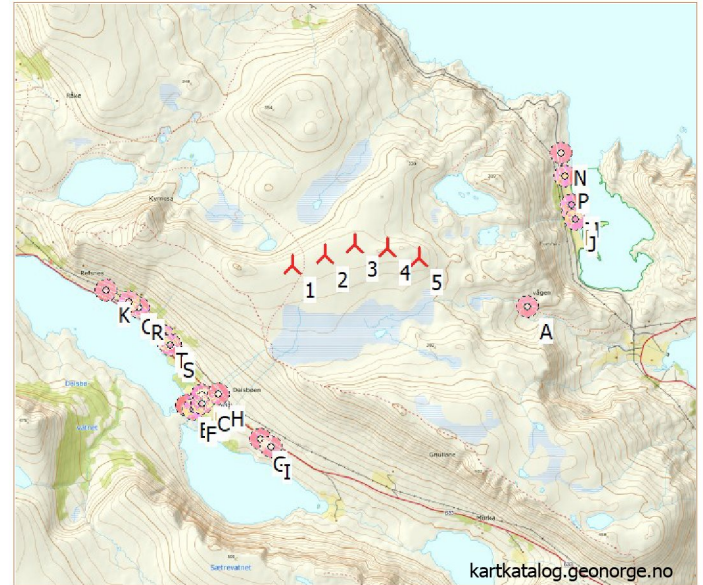
IEC profile shear (z0 = 0.05m)

No stability correction**Version**

5.022

All coordinates are in

UTM (north)-WGS84 Zone: 32



New WTG

Noise sensitive area

WTGs

	Easting	Northing	Z [m]	Row data/Description	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Setting	Noise data	
					Valid	Manufact.						Creator	Name
1	303,614	6,897,682	376.0	VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117....	Yes	VESTAS	V117-4.0/4.2MW-4,200	4,200	117.0	90.0	Day	USER	[PO1][4.2]
											Evening	USER	[PO1][4.2]
											Night	USER	[PO1][4.2]
2	303,948	6,897,769	372.6	VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117....	Yes	VESTAS	V117-4.0/4.2MW-4,200	4,200	117.0	90.0	Day	USER	[PO1][4.2]
											Evening	USER	[PO1][4.2]
											Night	USER	[PO1][4.2]
3	304,250	6,897,850	372.5	VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117....	Yes	VESTAS	V117-4.0/4.2MW-4,200	4,200	117.0	90.0	Day	USER	[PO1][4.2]
											Evening	USER	[PO1][4.2]
											Night	USER	[PO1][4.2]
4	304,568	6,897,792	383.1	VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117....	Yes	VESTAS	V117-4.0/4.2MW-4,200	4,200	117.0	90.0	Day	USER	[PO1][4.2]
											Evening	USER	[PO1][4.2]
											Night	USER	[PO1][4.2]
5	304,885	6,897,682	368.0	VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117....	Yes	VESTAS	V117-4.0/4.2MW-4,200	4,200	117.0	90.0	Day	USER	[PO1][4.2]
											Evening	USER	[PO1][4.2]
											Night	USER	[PO1][4.2]

Calculation Results**Sound level****Noise sensitive area**

No.	Name	Easting	Northing	Z [m]	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 (23)	305,939	6,897,131	200.4	4.0	45.0	41.9	Yes
	A Day						35.5	
	A Evening						35.5	
	A Night						35.5	
B	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (24)	302,634	6,896,444	68.4	4.0	45.0	39.9	Yes
	B Day						33.5	
	B Evening						33.5	
	B Night						33.5	
C	Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (25)	302,663	6,896,396	71.9	4.0	45.0	39.7	Yes
	C Day						33.3	
	C Evening						33.3	
	C Night						33.3	

To be continued on next page...

Project:

Okla

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

Calculated:

20.03.2019 14:41/3.2.743

NORD2000 - Main Result**Calculation:** 201903_5xV117_4.2MW_90mHH_wc

...continued from previous page

Noise sensitive area

No.	Name	Easting	Northing	Z [m]	Emission height [m]	Demands Noise [dB(A)]	Sound level From WTGs [dB(A)]	Demands fulfilled? Noise [dB(A)]
	D Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (26)	302,630	6,896,358	67.1	4.0	45.0	39.1	Yes
	D Day						32.7	
	D Evening						32.7	
	D Night						32.7	
	E Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (27)	302,471	6,896,342	51.0	4.0	45.0	38.9	Yes
	E Day						32.5	
	E Evening						32.5	
	E Night						32.5	
	F Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (28)	302,536	6,896,303	61.5	4.0	45.0	38.3	Yes
	F Day						31.9	
	F Evening						31.9	
	F Night						31.9	
	G Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (29)	303,193	6,895,967	94.2	4.0	45.0	35.8	Yes
	G Day						29.4	
	G Evening						29.4	
	G Night						29.4	
	H Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (30)	302,798	6,896,438	84.9	4.0	45.0	34.9	Yes
	H Day						28.5	
	H Evening						28.5	
	H Night						28.5	
	I Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (31)	303,292	6,895,881	90.1	4.0	45.0	34.1	Yes
	I Day						27.7	
	I Evening						27.7	
	I Night						27.7	
	J Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (32)	306,461	6,897,976	5.6	4.0	45.0	23.6	Yes
	J Day						17.2	
	J Evening						17.2	
	J Night						17.2	
	K Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (33)	301,733	6,897,538	69.7	4.0	45.0	22.2	Yes
	K Day						15.8	
	K Evening						15.8	
	K Night						15.8	
	L Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (34)	306,445	6,898,039	4.5	4.0	45.0	21.7	Yes
	L Day						15.3	
	L Evening						15.3	
	L Night						15.3	
	M Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (35)	306,436	6,898,119	4.3	4.0	45.0	21.7	Yes
	M Day						15.3	
	M Evening						15.3	
	M Night						15.3	
	N Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (36)	306,362	6,898,641	20.0	4.0	45.0	21.3	Yes
	N Day						14.9	
	N Evening						14.9	
	N Night						14.9	
	O Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (37)	301,957	6,897,407	69.9	4.0	45.0	19.8	Yes
	O Day						13.4	
	O Evening						13.4	
	O Night						13.4	
	P Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (38)	306,383	6,898,414	6.7	4.0	45.0	19.2	Yes
	P Day						12.8	
	P Evening						12.8	
	P Night						12.8	
	Q Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (39)	302,316	6,897,006	62.8	4.0	45.0	18.8	Yes
	Q Day						12.4	
	Q Evening						12.4	
	Q Night						12.4	
	R Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (40)	302,048	6,897,350	81.0	4.0	45.0	18.6	Yes
	R Day						12.2	
	R Evening						12.2	
	R Night						12.2	
	S Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (41)	302,344	6,896,952	65.7	4.0	45.0	18.3	Yes
	S Day						11.9	
	S Evening						11.9	
	S Night						11.9	
	T Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (42)	302,289	6,897,057	62.8	4.0	45.0	18.2	Yes

To be continued on next page...

Project:

Okla

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

Calculated:

20.03.2019 14:41/3.2.743

NORD2000 - Main Result**Calculation:** 201903_5xV117_4.2MW_90mHH_wc

...continued from previous page

Noise sensitive area

No. Name

Easting Northing

Z
[m]Imission height
[m]**Demands**
Noise
[dB(A)]**Sound level**
From WTGs
[dB(A)]**Demands fulfilled?**
Noise
[dB(A)]

T Day

T Evening

T Night

11.8

11.8

11.8

Project:

Okla

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

Calculated:

20.03.2019 14:41/3.2.743

NORD2000 - Assumptions for NORD2000 calculation**Calculation:** 201903_5xV117_4.2MW_90mHH_wc**Assumptions**

Weather stability
Relative humidity 70.0 %
Air temperature 5.0 °C
Height for air temperature 2.0 m
Stability parameters Night; Clear sky
Inverse Monin Obukhov length 0.0100
Temperature scale T* 0.0500

Terrain**Elevation based on object**

DTM_10m

Roughness based on area object

Roughness Areas (N50)

Terrain type based on area object

Terrain Hardness (Background: 2000)

Month for calculation

January

Wind speed criteria**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 ($z_0 = 0.05\text{m}$)**No stability correction**

5.022

Version

All coordinates are in

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Setup for Lden calculation

Variant	Name	From hour	To hour	Hours	Penalty [dB]	Days per year
1	Day	7	19	12	0	365
2	Evening	19	23	4	5	365
3	Night	23	7	8	10	365

Project:

Okla

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

Calculated:

20.03.2019 14:41/3.2.743

NORD2000 - Assumptions for NORD2000 calculation**Calculation:** 201903_5xV117_4.2MW_90mHH_wc**WTG:** VESTAS V117-4.0/4.2MW 4200 117.0 I-!**Noise:** [PO1][4.2]

Source Source/Date Creator Edited
DMS 0067-7587 V02 09.01.2018 USER 26.04.2018 13:34
DMS 0067-7587 V02

Octave data

Wind speed	LwA _{ref}	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
[m/s]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]
3.0	92.2	70.3	78.8	84.3	87.1	86.9	83.8	77.9	69.0
4.0	92.8	70.8	79.4	85.0	87.7	87.5	84.3	78.2	69.1
5.0	94.0	72.0	80.6	86.3	89.0	88.7	85.3	79.0	69.7
6.0	97.0	75.7	83.9	89.3	91.9	91.6	88.5	82.5	73.7
7.0	100.0	79.3	87.2	92.3	94.8	94.5	91.5	85.9	77.5
8.0	102.8	82.7	90.1	95.1	97.5	97.3	94.5	89.2	81.2
9.0	105.1	85.3	92.6	97.4	99.7	99.5	96.8	91.7	84.0
10.0	106.0	86.3	93.5	98.3	100.6	100.4	97.7	92.5	84.8
11.0	106.0	86.3	93.5	98.3	100.6	100.4	97.7	92.6	84.9
12.0	106.0	86.3	93.5	98.2	100.5	100.4	97.7	92.7	85.1
13.0	106.0	86.4	93.5	98.2	100.5	100.4	97.8	92.9	85.5
14.0	106.0	86.4	93.5	98.1	100.4	100.4	97.9	93.1	85.9
15.0	106.0	86.5	93.5	98.1	100.4	100.4	98.0	93.3	86.2
16.0	106.0	86.5	93.5	98.0	100.3	100.4	98.0	93.5	86.6
17.0	106.0	86.6	93.5	98.0	100.3	100.3	98.1	93.6	86.8
18.0	106.0	86.7	93.4	97.9	100.3	100.3	98.1	93.7	87.0
19.0	106.0	86.7	93.4	97.9	100.2	100.3	98.2	93.8	87.2
20.0	106.0	86.7	93.4	97.9	100.2	100.3	98.2	93.9	87.5

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (23)-A**Predefined calculation standard:** Yellow zone**Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0.0 m**NSA:** Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (24)-B**Predefined calculation standard:** Yellow zone**Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0.0 m**NSA:** Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (25)-C**Predefined calculation standard:** Yellow zone**Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0.0 m**NSA:** Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (26)-D**Predefined calculation standard:** Yellow zone**Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0.0 m**NSA:** Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (27)-E**Predefined calculation standard:** Yellow zone**Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0.0 m**NSA:** Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (28)-F**Predefined calculation standard:** Yellow zone**Imission height(a.g.l.):** Use standard value from calculation model**Distance demand:** 0.0 m

Project:

Okla

Licensed user:

Meventus AS

Kongsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

Calculated:

20.03.2019 14:41/3.2.743

NORD2000 - Assumptions for NORD2000 calculation

Calculation: 201903_5xV117_4.2MW_90mHH_wc

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (29)-G

Predefined calculation standard: Yellow zone

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0.0 m

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (30)-H

Predefined calculation standard: Yellow zone

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0.0 m

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (31)-I

Predefined calculation standard: Yellow zone

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0.0 m

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (32)-J

Predefined calculation standard: Yellow zone

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0.0 m

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (33)-K

Predefined calculation standard: Yellow zone

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0.0 m

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (34)-L

Predefined calculation standard: Yellow zone

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0.0 m

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (35)-M

Predefined calculation standard: Yellow zone

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0.0 m

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (36)-N

Predefined calculation standard: Yellow zone

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0.0 m

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (37)-O

Predefined calculation standard: Yellow zone

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0.0 m

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (38)-P

Predefined calculation standard: Yellow zone

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0.0 m

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (39)-Q

Predefined calculation standard: Yellow zone

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0.0 m

Project:

Okla

Licensed user:

Meventus AS

Konsgård Allé 59

NO-4632 Kristiansand

+47 3860 7115

Data / data@meventus.com

Calculated:

20.03.2019 14:41/3.2.743

NORD2000 - Assumptions for NORD2000 calculation

Calculation: 201903_5xV117_4.2MW_90mHH_wc

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (40)-R

Predefined calculation standard: Yellow zone

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0.0 m

NSA: Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (41)-S

Predefined calculation standard: Yellow zone

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0.0 m

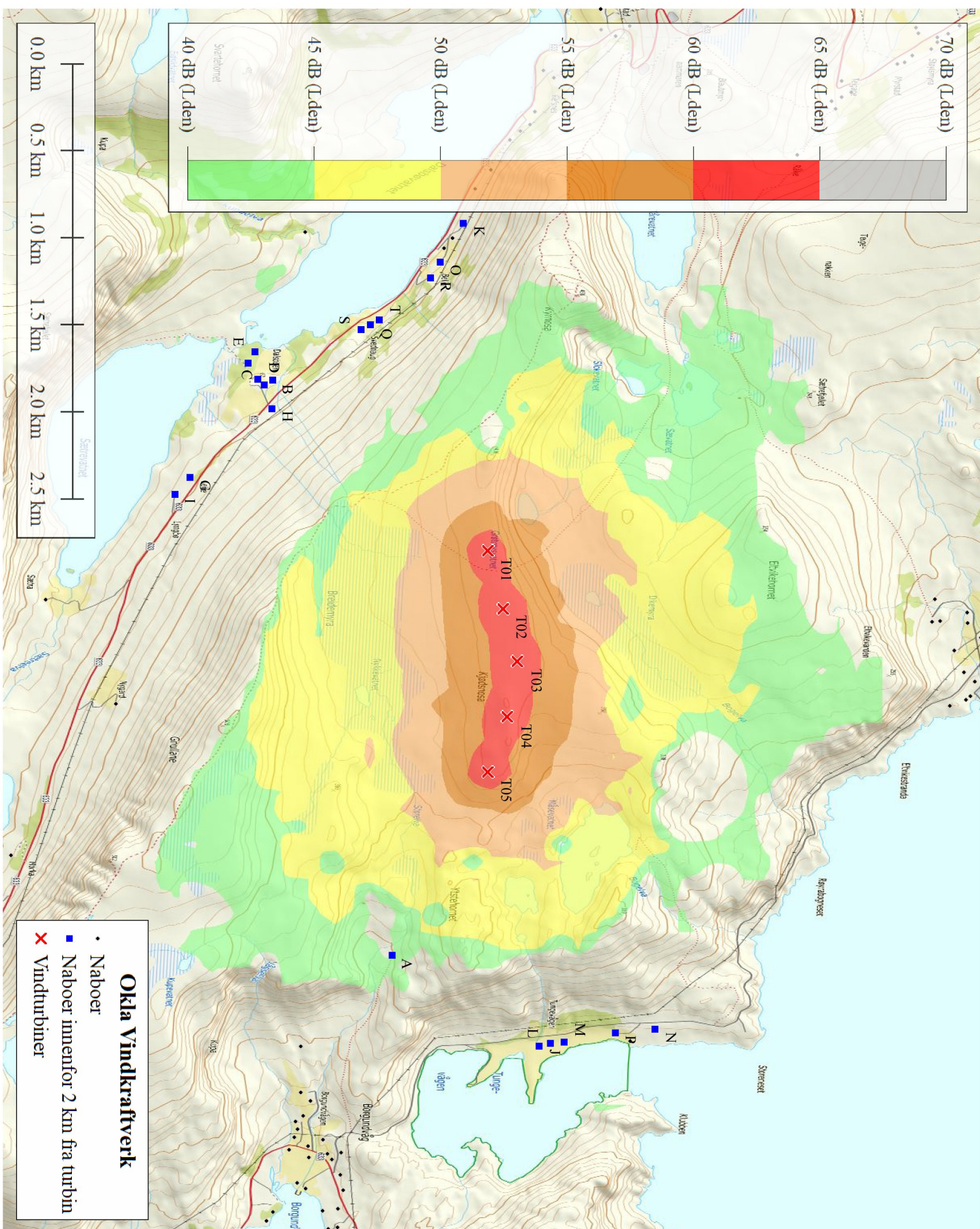
NSA: Noise sensitive point: Norwegian - Yellow zone (42)-T

Predefined calculation standard: Yellow zone

Imission height(a.g.l.): Use standard value from calculation model

Distance demand: 0.0 m

Vedlegg 2.2: Støysonekart (worst case)



Vedlegg 2.3: Oversikt over terrengets akustiske hardhet

