

KJELLER
VINDTEKNIKK

Kjølen, Aremark kommune, Østfold

Foranalyse vindklima, parkutforming og
energiproduksjon, Revisjon 4

Rapportnummer: KVT/YY/2011/029

Rapportnummer KVT/YY/2011/029	Dato 21.10.2011
Rapporttittel Kjølen, Aremark kommune, Østfold Foranalyse vindklima, parkutforming og energiproduksjon	Klassifisering Begrenset til kunde Utgave nummer 5
Kunde Havgul Clean Energy AS	Antall sider 34+vedlegg
Kundens referanse Kalle Hesstvedt	Status Endelig

Sammendrag

Vindforholdene for den foreslåtte Kjølen vindpark er beregnet basert på inngangsdata fra mesoskalamodellen WRF. Mikroskalamodellen WASP 10 har blitt brukt til å beregne lokale vindkart for parkområdet ved å ta hensyn til lokalt terreng og ruhet. Dette er i sin tur brukt for å regne ut forventet årlig energiproduksjon for to alternative parkutforminger tatt frem av Kjeller Vindteknikk.

Netto årlig produksjon, P50 (middel over 10 år), for tre parkutforminger er beregnet. Disse parkutformingene består av henholdsvis 54 stk Nordex N117 2.4 MW, 43 stk Vestas V112 3.0 MW turbiner og Nordex N117 alt.B 130MW. Produksjonen er beregnet å være henholdsvis 407 GWh, 353 GWh og 422 GWh. Usikkerheten i produksjonsestimatet er estimert til å være henholdsvis $\pm 22\%$ for begge Nordex utformingene, og $\pm 24\%$ for Vestas utformingene.

Parkutforming	Årlig netto produksjon	Usikkerhet i produksjon	Fulllasttimer	Installert kapasitet	Middelvind i navhøyde (alle turbiner)
Nordex N117 2.4MW	407 GWh	$\pm 22\%$	3140	129.6 MW	6.7 m/s
Vestas V112 3.0MW	353 GWh	$\pm 24\%$	2738	129.0 MW	6.8 m/s
54 Nordex N117 alt.B	422 GWh	$\pm 22\%$	3258	129.6 MW	6.9 m/s

Forbehold

Selv om det i arbeidet med denne rapporten, så langt vi kjenner til, er benyttet oppdaterte analysemetoder, og vi i vårt arbeid forsøker å gi et så godt resultat som mulig, kan Kjeller vindteknikk AS ikke holdes ansvarlig for resultatene i rapporten eller for framtidig bruk av denne, og heller ikke for eventuelle direkte eller indirekte tap som skyldes eventuelle feil i rapporten.

Revisjonshistorie

Utgave	Dato	Antall eksemplarer	Kommentar	Distribusjon
1	3.5.2011	Elektronisk	Installert effekt begrenset oppad til 150 MW	Til kunde
2	12.5.2011	Elektronisk	Begrenset parkutformingene til 130 MW installert	Til kunde
3	29.8.2011	Elektronisk	Lagt til skyggekast- og støyberegning for Nordex-utformingene	Til kunde
4	21.10.2011	Elektronisk	Laget ny layout for Nordex 130MW, samt støy- og skyggekastberegninger	Til kunde
5	22.12.2011	Elektronisk	Ny parkgrense for alternativ B	Til kunde

	Navn	Dato	Signatur
Utført av	Tove Risberg, Reiar Kravik, Anne Line Løvholm, Yngve Ydersbond	22.12.2011	<i>Anne Line Løvholm</i>
Kontrollert av	Erik Berge	22.12.2011	<i>Erik Berge</i>
Godkjent av	Lars Tallhaug	22.12.2011	<i>Erik Berge for Lars Tallhaug</i>

Innhold

1	INNLEDNING	3
2	METODE OG DATA.....	5
	2.1 VINDDATA OG LANGTIDSKORRIGERING	5
	2.2 KOBLING MELLOM MESOSKALAMODELLEN WRF OG MIKROSKALAMODELLEN WASP	6
	2.3 TERRENG OG RUHETSDATA	7
	2.4 VERTIKAL EKSTRAPOLERING AV VINDSTATISTIKKEN	7
	2.5 BEREGNET VIND I KJØLEN VINDPARK	8
3	VINDKART, PARKUTFORMING OG PRODUKSJON	9
	3.1 VINDKART OG PARKUTFORMING	9
	3.2 PARKUTFORMING FOR NORDEX N117 ALT. B 130MW	12
	3.3 SKYGGEKASTBEREGNINGER	14
	3.4 SKYGGEKASTBEREGNINGER FOR NORDEX N117 ALT. B 130MW	20
	3.5 STØYBEREGNINGER	22
	3.6 STØYBEREGNINGER FOR NORDEX N117 ALT. B 130MW	25
	3.7 RESULTAT AV PRODUKSJONSBEREGNING	27
4	USIKKERHETER	32
5	SAMMENDRAG	33
	BIBLIOGRAFI	34
	VEDLEGG 1	35
	VEDLEGG 2	36
	VEDLEGG 3	39

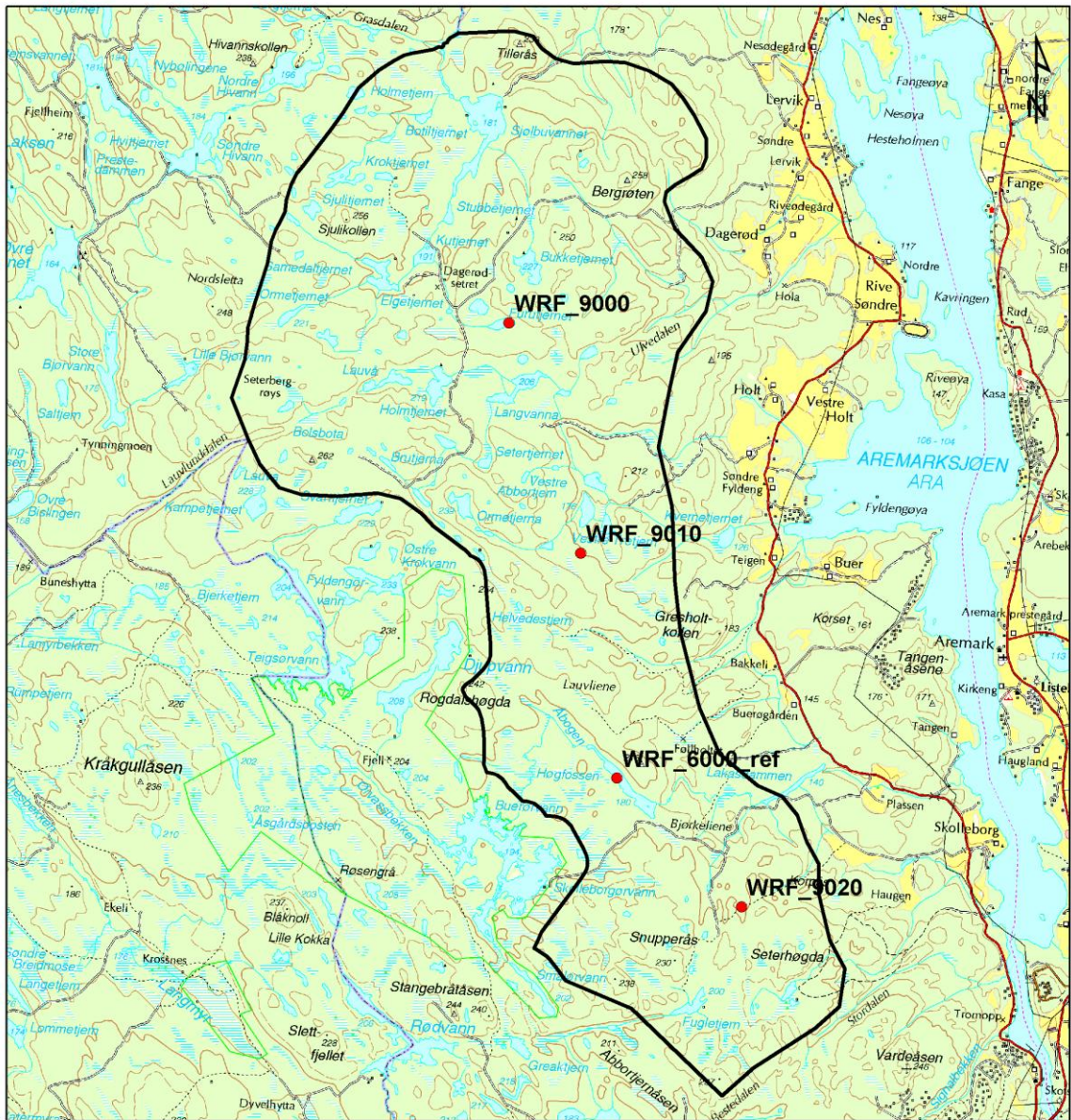
1 Innledning

Rapporten beskriver metoden og resultatet for energiproduksjonsanalysen for den foreslåtte vindparken i Aremark kommune i Østfold fylke. Produksjonsestimatet er basert på modelldata alene, ingen lokale vindmålinger inngår i analysen.

Kjeller Vindteknikk (KVT) har på bakgrunn av de modellerte vindforholdene tidligere utarbeidet to alternative parkutførelser henholdsvis 54 stk Nordex N117 2.4MW turbiner og 43 stk Vestas V112 3.0MW. I denne revisjonen (revisjon 3, utgave4) av rapporten er det utarbeidet en ny layout for 54 stk Nordex N117 2.4MW turbiner. Det er oversendt ny områdeavgrensning fra kunde. Det er også laget oppdaterte støy- og skyggekastberegninger for den nye layouten.

Denne foranalysen er gjennomført med en enklere utgave av taps- og usikkerhetsberegningen enn det som er tilfelle i mer omfattende analyser som også inkluderer vindmålinger. Usikkerheten forbundet med den numeriske modelleringen av vindklimaet er dominerende på dette stadiet.

Meso-skala modellberegningene som ligger til grunn for denne analysen er gjennomført av Kjeller Vindteknikk på vegne av Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE 2009). Modellen som er brukt heter Weather Research and Forecast modell (WRF). Regneverktøyene WindPRO 2.7 og WASP 10 (standard verktøy i vindkraftbransjen) er benyttet for å beregne de lokale vindforholdene i Kjølen Vindpark basert på WRF modelldata. En oversikt over parkområdet er presentert i Figur 1-1.



Kjølén

- WRF-punkt
- Planområdet

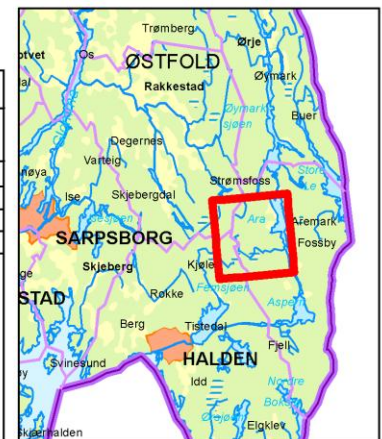
0 0.5 1 2 km

Kjølén

Figure/Drawing Title:
Oversikt

File Name:	Havgul Clean Energy AS/Kjølén	Rev:	0
By:RK	Date:29.04.2011	Checked:YY	Date:02.05.2011
Scale:	1:50 000	Papire Size:	A4
Datum:	WGS1984	Projection:	UTM33





Figur 1-1: Planområdet for den foreslåtte vindparken på Kjølén i Aremark kommune. Punktene hvor WRF data er hentet ut er markert med røde prikker. Den svarte linjen avgrensar parkområdet.

2 Metode og data

I denne analysen er den overordnede vindhastighets- og vindretningsfordelingen i 100 m høyde for området i og rundt den foreslåtte vindparken basert på 3 stk. tidsserier med 1-times oppløsning fra mesoskalamodellen WRF. Beregningene er utført for året 2005. Disse tidsseriene representerer det midlere vindklimaet med 1kmx1km oppløsning rundt uttrekkpunktene (heretter kalt WRF punktene). For å beskrive de lokale vindforholdene har vi bukt mikroskalamodellen WAsP 10 til å regne oss frem til et vindkart med en romlig oppløsning på 50m x 50m i og rundt parkområdet. Fra dette vindkartet har vi med vindanalyseprogramvaren WindPRO 2.7 beregnet energiproduksjonen for parkutformingene vi har foreslått. En detaljert beskrivelse av fremgangsmåten vi har benyttet for å beregne vindkartet er gitt under.

2.1 Vinddata og langtidskorrigering

Generelt vil vindklimaet variere fra år til år og derfor er det nødvendig å normalårskorrigere vindstatistikkene for år 2005 slik at den representerer det forventede langtidsklimaet i vindparken. Vi har benyttet vindstatistikk fra en 11 år lang WRF simulering (2000-2010) med grovere rommelig oppløsning (5kmx5km) for å langtidskorrigere WRF kjøringen for 2005. En grundig beskrivelse av meso-skala modellen WRF er gitt i Vedlegg 1. Matrisemetoden beskrevet i (Harstveit 2004) er benyttet for å transformere korttidsstatistikken til langtidsstatistikk. Denne metoden deler inn datasettene i 12 hastighetssektorer og skaper overføringskoeffisienter for hver sektor, slik at metoden tar hensyn til at de to datasettene har ulik retningsfordeling.

Langtidskorrigert vindstatistikk er blitt beregnet for tre sentrale punkter i vindparkområdet, WRF 9000, WRF 9010, WRF 9020. Posisjonen til disse punktene er avmerket i Figur 1-1, samt gjengitt i Tabell 2-1.

Tabell 2-1: Posisjon for uttrekk av WRF data og kontrollerte værstasjoner

WRF datapunkt	Posisjon WGS84 UTM33	Kommentar
WRF 9000	Ø306207, N6575106	Tidsserie 1km x 1km, år 2005.
WRF 9010	Ø306207, N6575106	Tidsserie 1km x 1km, år 2005
WRF 9020	Ø308361, N6569695	Tidsserie 1km x 1km, år 2005
WRF 6000 ref.	Ø307206, N6570888	Tidsserie 5km x 5km, år 2000-2010, referansedata
17150 Rygge flypl.	Ø260819, N6590271	Tidsserie for kontroll av WRF, met.no værstasjon
27500 Ferder fyr	Ø243164, N6551681	Tidsserie for kontroll av WRF, met.no værstasjon

Vi har sammenlignet langtidsserien fra WRF med måletidsserier fra Meteorologisk institutts værstasjoner på Rygge flyplass og Ferder fyr. Det er mindre enn 1 % forskjell i langtidsvinden når 33 år eller 11 år med målinger fra Ferder fyr benyttes som referanse sammenlignet med langtidsvinden vi beregner når 11 år med WRF data benyttes. Dette indikerer at 11 år med referansedata reflekterer langtidsvariabiliteten i årlig middelvind godt for Kjølens vindpark. Vi anser langtidsserien fra WRF mer egnet for langtidskorrigeringen fordi disse dataene er tilgjengelig i vindparken og korrelerer godt med 1km x 1km tidsseriene for året 2005. Timekorrelasjonen mellom samtidige data fra referansedatasettet (WRF 5km x 5km) og de tre WRF punktene (1km x 1km) er ca. 0.96. Den høye korrelasjonen skyldes simpelthen at det er samme numeriske modell med forskjellig rommelig oppløsning. Timekorrelasjonen mellom

Ferder fyr og de tre WRF datapunktene er ca. 0.77. Langtidsserien fra Rygge flyplass har for lav middelvindshastighet for å kunne benyttes til langtidskorrigeringen.

2.2 Kobling mellom mesoskalamodellen WRF og mikroskalamodellen WAsP

De tre langtidskorrigerte vindstatistikkene for WRF punktene i 100m høyde samt ruhets- og høydebeskrivelsen fra mesoskalamodellen WRF blir brukt som inngangsdata til mikroskalamodellen WAsP for å regne ut det generaliserte vindklimaet for området, ofte kalt vindatlas. Vindatlasene beskriver det geostrofiske vindklimaet, dvs. vindklimaet i en høyde som antas å være upåvirket av bakken. Basert på vindatlasene og vår detaljerte beskrivelse av topografien bruker vi WAsP for å beregne vindkart som beskriver det detaljerte vindklimaet i parken i 100m høyde med en oppløsning på 50mx50m.

Vi har benyttet den overstående metodikken for å beregne et vindkart for hver av de tre WRF punktene innenfor parkområdet. Til sist har vi midlet de tre vindkartene for å forme ett endelig vindkart for hele parkområdet. Det er det endelige vindkartet som ligger til grunn for produksjonsberegningene presentert i denne rapporten.

Det pågår et omfattende arbeid i vindkraftbransjen i dag for å redusere usikkerheten i overgangen mellom mesoskala- og mikroskalamodeller. Metodikken brukt i denne analysen for å koble mesoskala- og mikroskalamodellen er konsistent med teknikken utarbeidet av Risø National Laboratory (H. P. Frank 2001). Et viktig bidrag til usikkerheten i meso- og mikroskalakoblingen i områder over skog er de forskjellige høyde- og ruhetsbeskrivelsene i modellene. Vår erfaring er at vindhastigheten i noen tilfeller vil kunne bli underestimert eller overestimert noe i overgangen fra WRF- til WAsP modellen. Ved å koble andre modeller, f. eks WRF og en CFD-modell, kan usikkerheten i vindkartet belyses bedre ettersom man da har muligheten til å sammenligne metodene. Når kvalitetssikrede målinger fra et parkområde foreligger er imidlertid ikke denne problematikken relevant lenger, da det vil gi lavest usikkerhet å bruke målingene direkte inn i mikroskalamodellen.

WAsP er en lineær perturbasjonsmodell som regner på avvik i vindnivået som følge av endringer i ruhet og terreng. Dette gjør at den ikke håndterer ikke-lineære effekter (f. eks. turbulens) som oppstår i komplekst terreng. Et mål på terrengkompleksitet, og dermed også usikkerheten i WAsP beregningene, er den såkalte RIX (Ruggedness index) (Bowen og Mortensen 1996). Vi har korrigert for RIX-verdier opp til 4 % i vindkartet for Kjølen vindpark. Den beregnede RIX-indeksen er lav sammenlignet med områder i fjellandskap, dvs. at terrenget ikke anses som komplekst med tanke på terrengbratthet. Det er forøvrig et inhomogent skogdekke innenfor parkområdet, og det er sannsynlig at dette vil forårsake turbulens som vil påvirke vindturbinene i parken. Denne problemstillingen kan undersøkes dersom målinger innenfor parkområdet blir tilgjengelige.

2.3 Terreng og ruhetsdata

Vi har benyttet 20m høydekonturer i området rundt parken, inne i parkområdet er høydekonturer med 5m vertikal oppløsning benyttet. Ruheten i terrenget er tegnet inn manuelt basert på markslagsdata i N50 kartet samt satellittbilder fra Statens Kartverk. Ruhetsklassifiseringen som er brukt er gjengitt i Tabell 2-2. Kjeller Vindteknikk har ikke vært på befaring i parkområdet. Vi har anslått gjennomsnittelig trehøyde i parkområdet til å være ca. 15m og nullplansforskyvningen til $D=10$ m basert på satellittbildene. Vår antagelse bør kontrolleres mot faktisk trehøyde ved en eventuell befaring på et senere tidspunkt.

Tabell 2-2: Oversikt over benyttede terrengruheter i og rundt vindparken på Kjølen.

Type område	Ruhet[m]
Sjø/vann	0.00
Myr/våtmark	0.20
Delvis åpen skog	0.40
Tett skog	0.80

2.4 Vertikal ekstrapolering av vindstatistikken

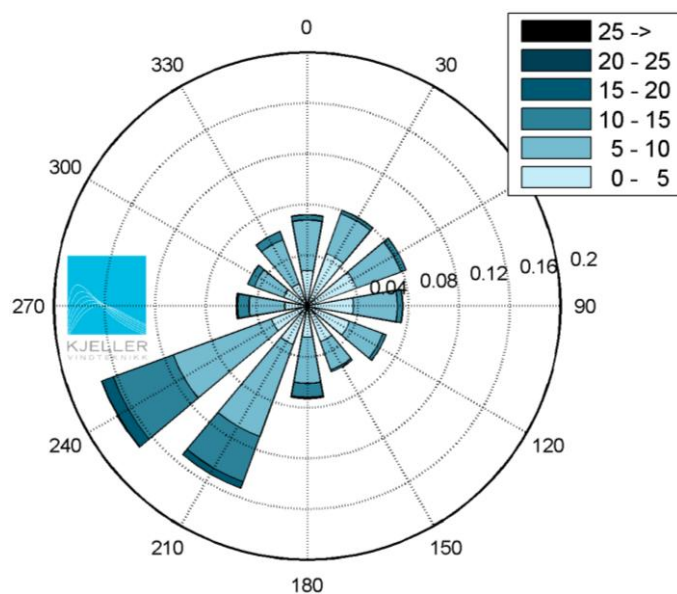
Vindkartet for Kjølen vindpark er beregnet i 100m høyde. Det er derfor nødvendig å ekstrapolere vindkartet fra 100 m til de spesifikke tårnhøydene for de forskjellige turbinalternativene. Vi har benyttet det beregnede vindskjæret, α , fra WRF 1km x 1km kjøringene for å ekstrapolere Weibull skalafaktoren i vindkartet i henholde til likningen;

$$V(z) = V_r \left(\frac{z - z_0}{z_r - z_0} \right)^\alpha,$$

hvor V er den ekstrapolerte vindhastigheten, z er høyden over bakken, z_0 er nullplansforskyvningen, V_r er referansevindhastigheten beregnet i referansehøyden z_r (100 m for det aktuelle vindkartet). Midlere vindskjær mellom 100 m og de aktuelle turbinhøydene er anslått til å være $\alpha = 0.18$ basert på de tre WRF punktene innenfor vindparkområdet. Det er knyttet forholdsvis stor usikkerhet til vindskjæret beregnet med WRF modellen. Siden vi kun har brukt ligningen over til å ekstrapolere over et fåtalls meter er usikkerheten i ekstrapoleringen imidlertid liten sammenlignet med usikkerheten i det beregnede vindkartet.

2.5 Beregnet vind i Kjølen Vindpark

Midlere langtidskorrigert vindhastighet beregnet i 100m høyde i de tre WRF punktene er 6.6-6.7 m/s. Langtidskorrigert retnings- og hastighetsfordelingen for WRF punkt 9000 er plottet i Figur 2-1. Fra vindrosen ser vi at det tydelig er fremherskende vindretningene fra sørvest. Basert på denne retningsfordelingen har vi definert hovedvindretningen til å være 230° (hvor nord er 0°).



Figur 2-1: Langtidskorrigert vindrose for WRF punkt 9000.

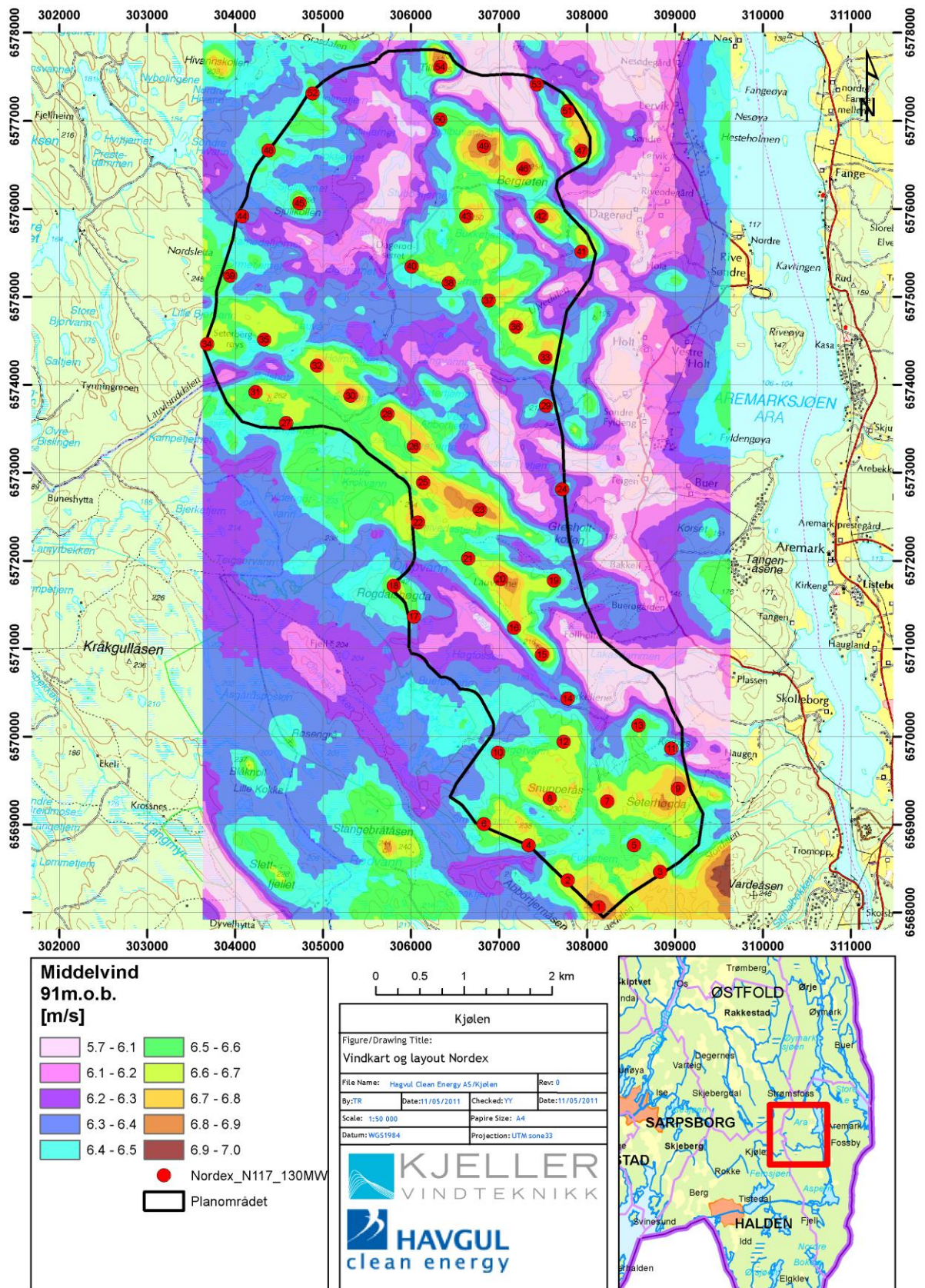
3 Vindkart, parkutforming og produksjon

3.1 Vindkart og parkutforming

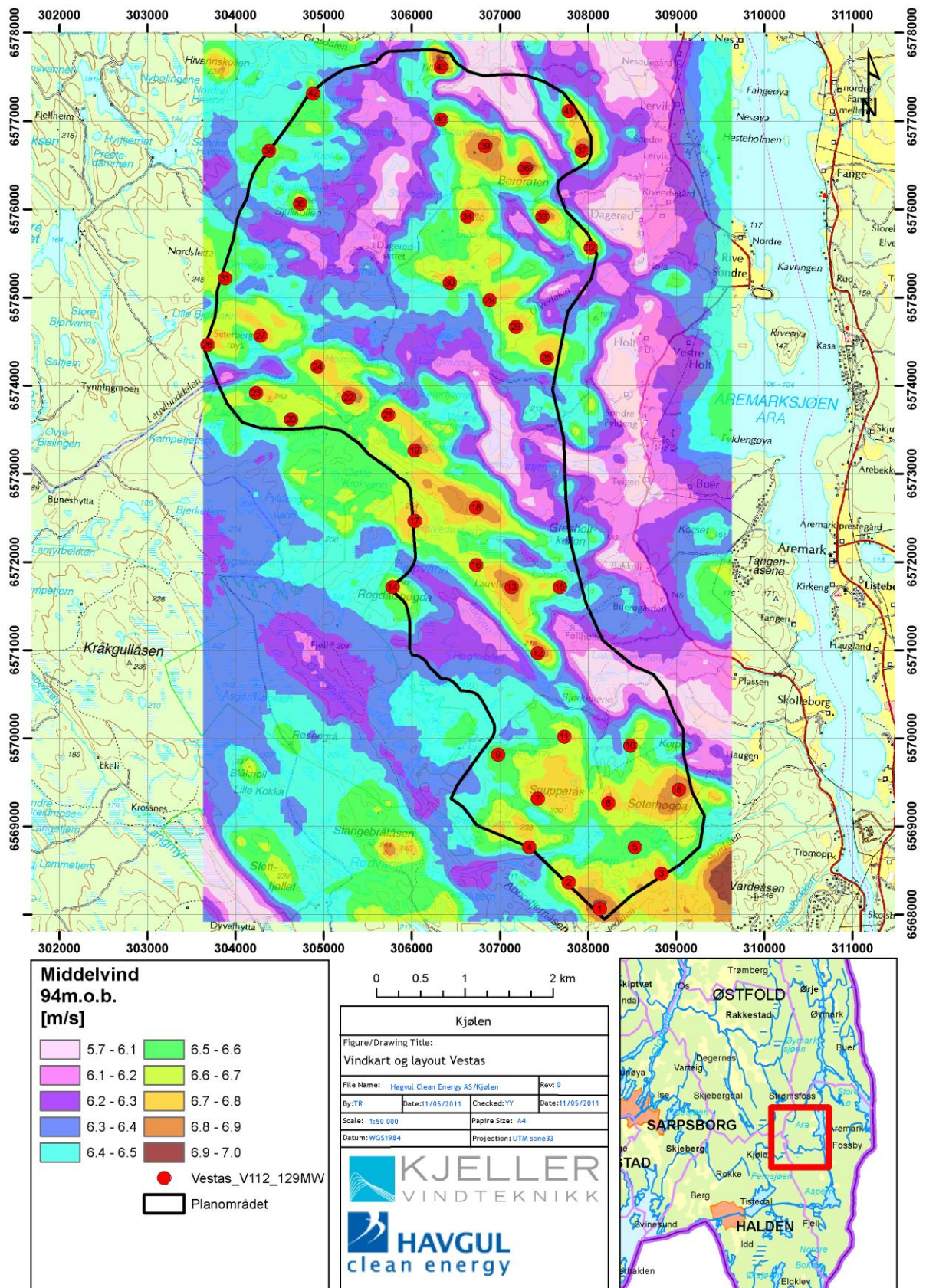
Vi har utarbeidet to alternative parkutforminger bestående av henholdsvis 54 stk. Nordex N117 2.4MW (IEC klasse IIIA) turbiner og 43 Vestas V112 3.0MW turbiner (IEC klasse II/IIIA). Parkutformingene har henholdsvis 129.6 MW og 129.0 MW installert effekt. De ytre begrensningene for parkutformingene er maksimum 130 MW installert effekt og områdeavgrensningen mottatt fra kunden. Beregnet vindkartet i navhøyde, 91 m for Nordex-utformingen og 94 m for Vestasutformingen, ligger til grunn for valget av turbinposisjonene. Vi har utelatt å inkludere enkeltturbiner som vil kreve utbygging av uforholdsmessige lange veistrekninger. Det er sannsynlig at antall vindturbiner i de foreslåtte utformingene endres når vindressursen i parkområdet kartlegges med større nøyaktighet. Parkutforminger med økt tårnhøyde bør vurderes dersom videre undersøkelser i parkområdet viser at vindhastigheten og turbulensintensiteten endrer seg vesentlig til det bedre med økende høyde over bakken.

Turbinene er plassert med minst 7 rotordiameters avstand i hovedvindretningen (230°) og minst 3.5 rotordiameters avstand på tvers av hovedvindretningen. Avstandene bør optimaliseres med hensyn på turbulenslaster og vaketap når vindressursen innenfor parkområdet blir bedre kartlagt. I kombinasjon med dette optimaliseringsarbeidet bør også valget av egnede turbinmodeller vurderes på nytt.

De beregnede vindkartene for Kjølen vindpark med de foreslåtte parkutformingene inntegnet er presentert i Figur 3-1 og Figur 3-2. Vi har ikke tatt hensyn til resultatene fra skyggekast- og støyberegningene, presentert i avsnitt 3.2 og 3.4, i utarbeidelsen av parkutformingene.



Figur 3-1: Vindkart i 91 m med 54 stk. Nordex N117 2.4 MW turbiner.



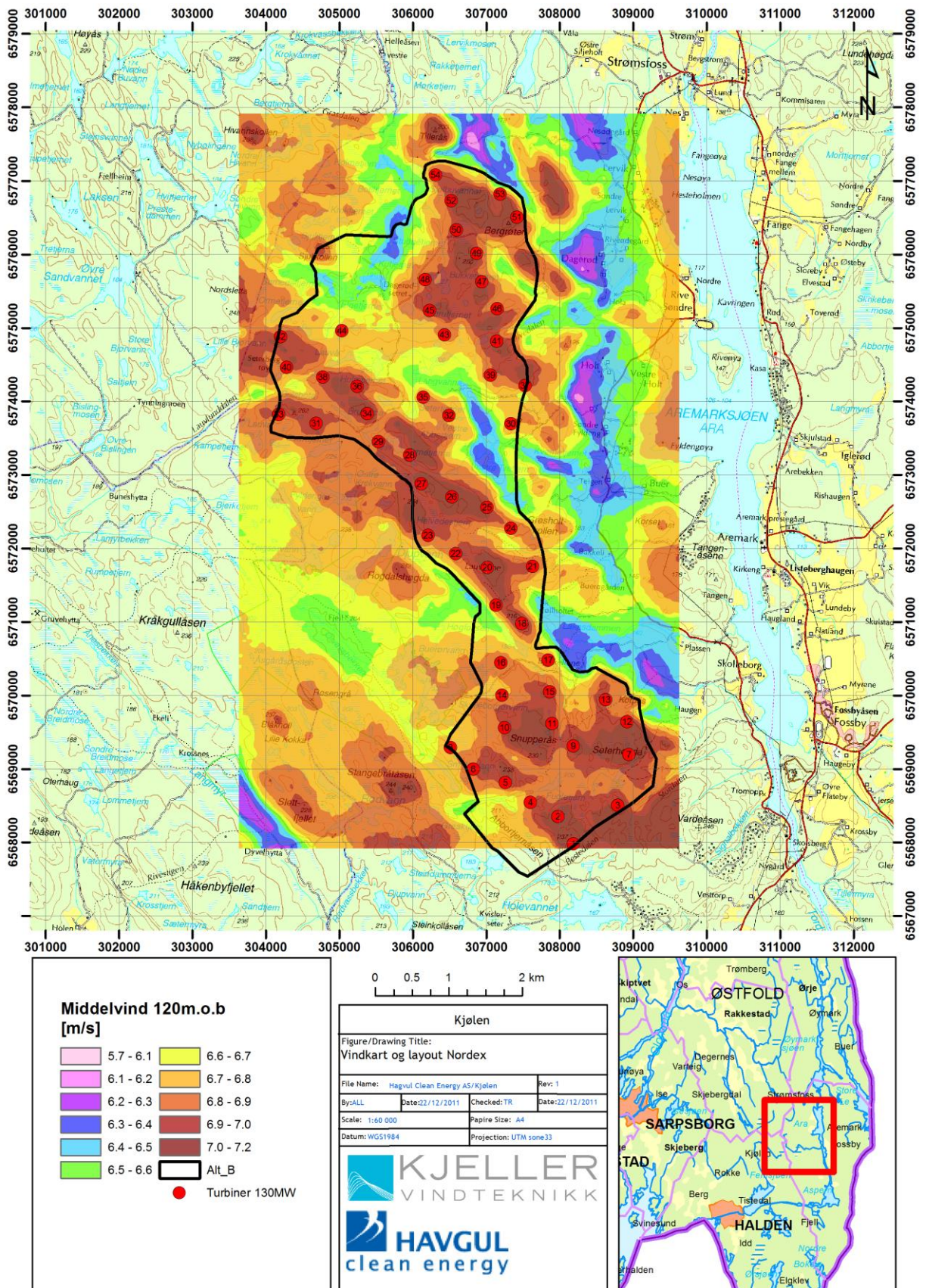
Figur 3-2: Vindkart i 94 m med 43 stk. Vestas V112 3.0 MW turbiner.

3.2 Parkutforming for Nordex N117 alt. B 130MW

Det er utarbeidet en parkutforming bestående av 54 stk. Nordex N117 2.4MW (IEC klasse IIIA) turbiner. Parkutformingene har 129.6 MW installert effekt. De ytre begrensningene for parkutformingene er maksimum 130 MW installert effekt, minimum 3000 fullasttimer og områdeavgrensning mottatt fra kunden. Beregnet vindkartet i navhøyde 120 ligger til grunn for valget av turbinposisjonene. Det er også tatt hensyn til resultatene fra skyggekast- og støyberegningene, presentert i avsnitt 3.4 og 3.6 i utarbeidelsen av parkutformingene. Når det gjelder støy og skygge så er det tatt hensyn til bygninger som ligger på østsiden av parken ned mot bygda, men enkelthus og hytter som ligger inne i vindparkområdet eller like ved vindparken er det ikke tatt hensyn til. I parkutformingene er enkeltturbiner utelatt som vil kreve utbygging av uforholdsmessige lange veistrekninger. Det er sannsynlig at antall vindturbiner i de foreslåtte utformingene endres når vindressursen i parkområdet kartlegges med større nøyaktighet.

Turbinene er plassert med minst 7 rotordiameters avstand i hovedvindretningen (230°) og minst 3.5 rotordiameters avstand på tvers av hovedvindretningen. Avstandene bør optimaliseres med hensyn på turbulenslaster og vaketap når vindressursen innenfor parkområdet blir bedre kartlagt. I kombinasjon med dette optimaliseringsarbeidet bør også valget av egnede turbinmodeller vurderes på nytt.

Det beregnede vindkartet for Kjølen vindpark med den foreslåtte parkutformingene for Nordex N117 alt.B 130MW inntegnet er presentert i Figur 3-3.



Figur 3-3 Vindkart i 120 m for turbinplassering Nordex AS117 alt.B 130MW

3.3 Skyggekastberegninger

En vindturbin i drift kaster flakkende skygger til landskapet rundt, dette kan være sjenerende. Skyggen av en stillestående turbin oppfattes normalt som uproblematisk. Hvor og når skyggekast oppstår avhenger av lokaliseringen i forhold til vindparken, lokal topografi, solens posisjon på himmelen, skydekke og vindforhold. Størst utbredelse av skyggekast oppstår når solen står lavt, slik at skyggene blir lange. Effekten av skyggene avtar med avstanden fra vindturbinene fordi turbinbladene dekker en mindre del av solskiven slik at skyggen blir mer diffus.

Det finnes i dag ingen norske retningslinjer for grenseverdier for hva som aksepteres av skyggekast. For Sverige er det utarbeidet retningslinjer (Boverket u.d.), som gir følgende grenseverdier.

1. Teoretisk skyggetid < 30 timer/år
2. Faktisk forventet skyggetid < 8 timer/år
3. Faktisk forventet skyggetid < 30 minutter/dag

Verdiene gitt ovenfor er retningslinjer for maksimal tid med skyggekast, men er ikke absolutte krav. Det er den faktiske skyggetiden som vil være avgjørende for hvor sterkt den berørte befolkningen blir påvirket av skyggekastene. I skyggekastanalysen som presenteres her har vi kun vurdert grenseverdi 1 og 2. Undersøkelsen av grenseverdi 3 er meget omfattende og er derfor utelatt i denne foranalysen.

Vi har beregnet skyggekast for parkutformingen bestående av 43 stk Vestas V112 3.0MW turbiner med tårnhøyde på 94m. Beregningene er utført med programvaren WindPRO versjon 2.7(EMD 2008). Skyggemottakere for beregning av skyggekast i og rundt Kjølen vindpark er basert på bygninger avtegnet i N50 kartserien. Bruksområdet og bruksomfanget til de ulike bygningene er ikke kartlagt. For beskrivelse av topografi er det benyttet høydekoter med ekvidistanse på 5m inne i parkområdet og 20m utenfor. Rotordiameteren til denne turbintypen er på 112m. Driftstiden for parken er beregnet ut fra at turbinen roterer kun mellom hastighetene på 3m/s og 25m/s.

Månedlig midlere skydekke er hentet fra værstasjon 17150 Rygge flyplass. Stasjonen har observasjoner fra mars 1955 til februar 2011. Basert på månedlig midlere skydekke er månedlig solsannsynlighet beregnet. Med solsannsynlighet menes andelen av tiden mellom soloppgang og solnedgang hvor solskinn når ned til bakken. De benyttede sannsynlighetene er presentert i Tabell 3-1.

Tabell 3-1: Beregnet solsannsynlighet for Rygge flyplass.

Måned	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Solsannsynlighet	0.30	0.33	0.35	0.37	0.41	0.42	0.42	0.41	0.38	0.31	0.30	0.32

Ved beregning av faktisk skyggekast fra vindturbiner er det gjort følgende antagelser og forenklinger basert på erfaring og metodikk fra andre land: (i) Dersom turbinen står stille vil den ikke gi sjenerende skygger. Timer med stillestående turbiner inkluderes derfor ikke i antall timer med skyggekast. (ii) Skyggen elimineres helt eller delvis dersom solen er dekket av skyer. (iii) Dersom vindretningen ikke er den samme som eller 180° forskjøvet i forhold til solens innfallsvinkel vil omfanget av skyggekast bli mindre. Dette er fordi vindturbinene dreier med vindretningen for å oppnå høyest mulig energiproduksjon. (iv) Situasjoner hvor bebyggelsen er plassert mer enn 2km fra nærmeste turbin, solen står lavere enn 3° over horisonten eller rotorbladene dekker mindre enn 20% av solskiven er ikke inkludert i beregningene. Det er

antatt at skyggeeffekten i disse situasjonene er så diffuse at de er neglisjerbare. Dette er basert på tyske retningslinjer (EMD 2008).

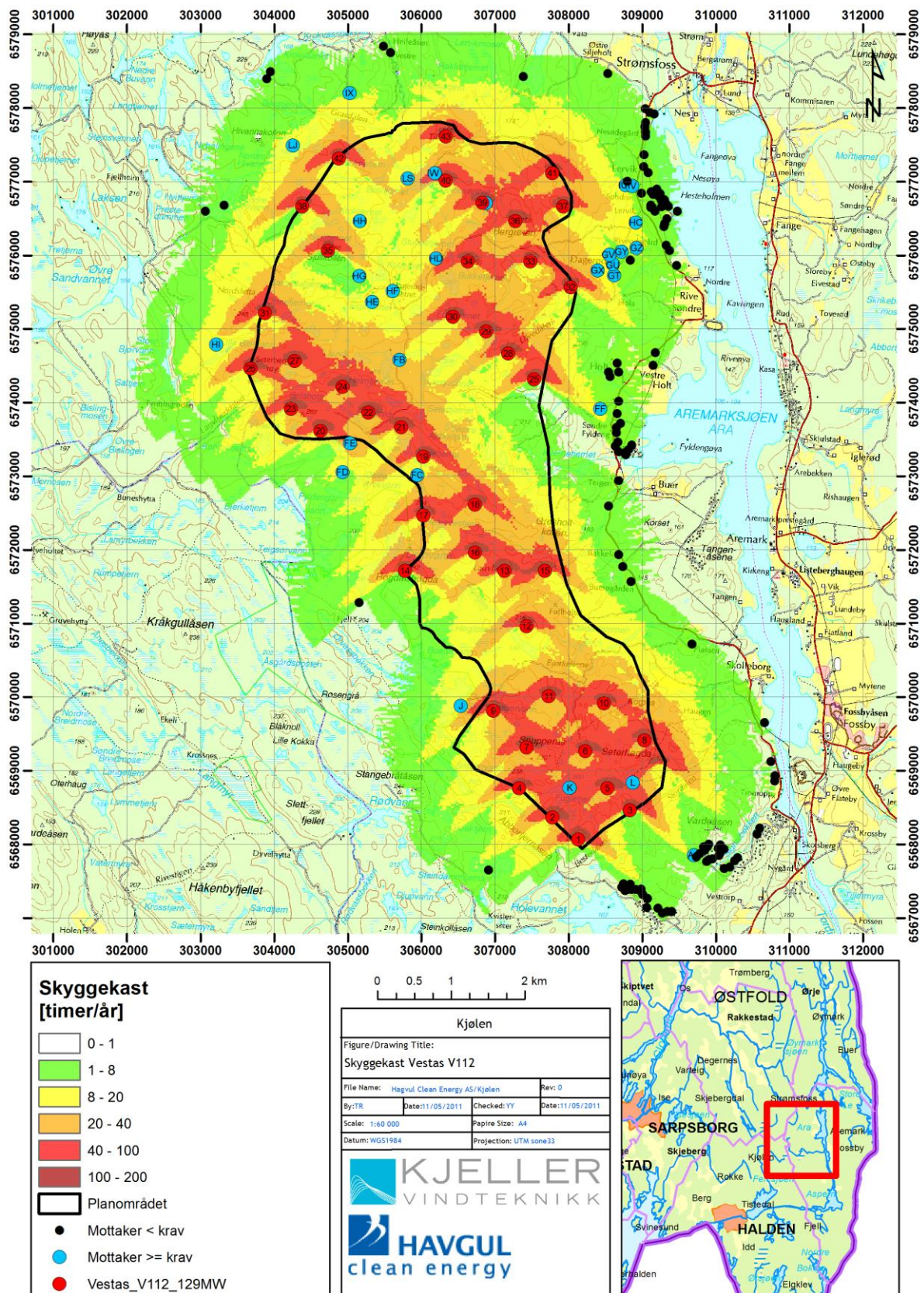
Det er plassert skyggemottakerobjekt på bygninger lokalisert nær vindparken. Det er antatt at bygningene har vinduer på alle sider, dermed vil det alltid være vinduer rettet mot vindparken. Vinduene er 2m*2m og plassert vertikalt i veggen 1m over bakkenivå. Antall skyggetimer er beregnet hvert minutt dag for dag over et år.

For Vestas layouten er det kartlagt 29 mottakere i området rundt Kjølen som vil bli utsatt for skyggekast som overstiger de svenske anbefalte grenseverdier. For disse skyggemottakerne overstiges enten grenseverdien *teoretisk skyggetid* (grenseverdi 1) og/eller *faktisk forventet skyggetid* (grenseverdi 2). Beregnet tid hvor grenseverdiene overskrides er oppsummert i Tabell 3-2. Skyggemottakerne er presentert i Figur 3-4. I figuren er skyggemottakerne hvor retningslinjene er oversteget er markert med blått, skyggemottakere hvor retningslinjene ikke er oversteget er markert med svart. De røde markeringene viser turbinene. Koordinatene til skyggemottakerne hvor grenseverdiene er oversteget er gitt i Vedlegg 2.

For Nordex layouten er det kartlagt 39 mottakere som vil bli utsatt for skyggekast som overstiger de svenske anbefalte grenseverdiene. Beregnet tid for de skyggemottakerne hvor grenseverdiene overskrides er oppsummert i Tabell 3-3. Skyggemottakerne er presentert i Tabell 3-3. Symbolene i Tabell 3-3 tilsvarer symbolene benyttet i Figur 3-4. Koordinatene til skyggemottakerne hvor grenseverdiene er oversteget er gitt i Vedlegg 2.

Tabell 3-2: Beregnet tid med skyggekast for mottakere som blir utsatt for skyggekast fra Vestas layout som overskrider grenseverdiene.

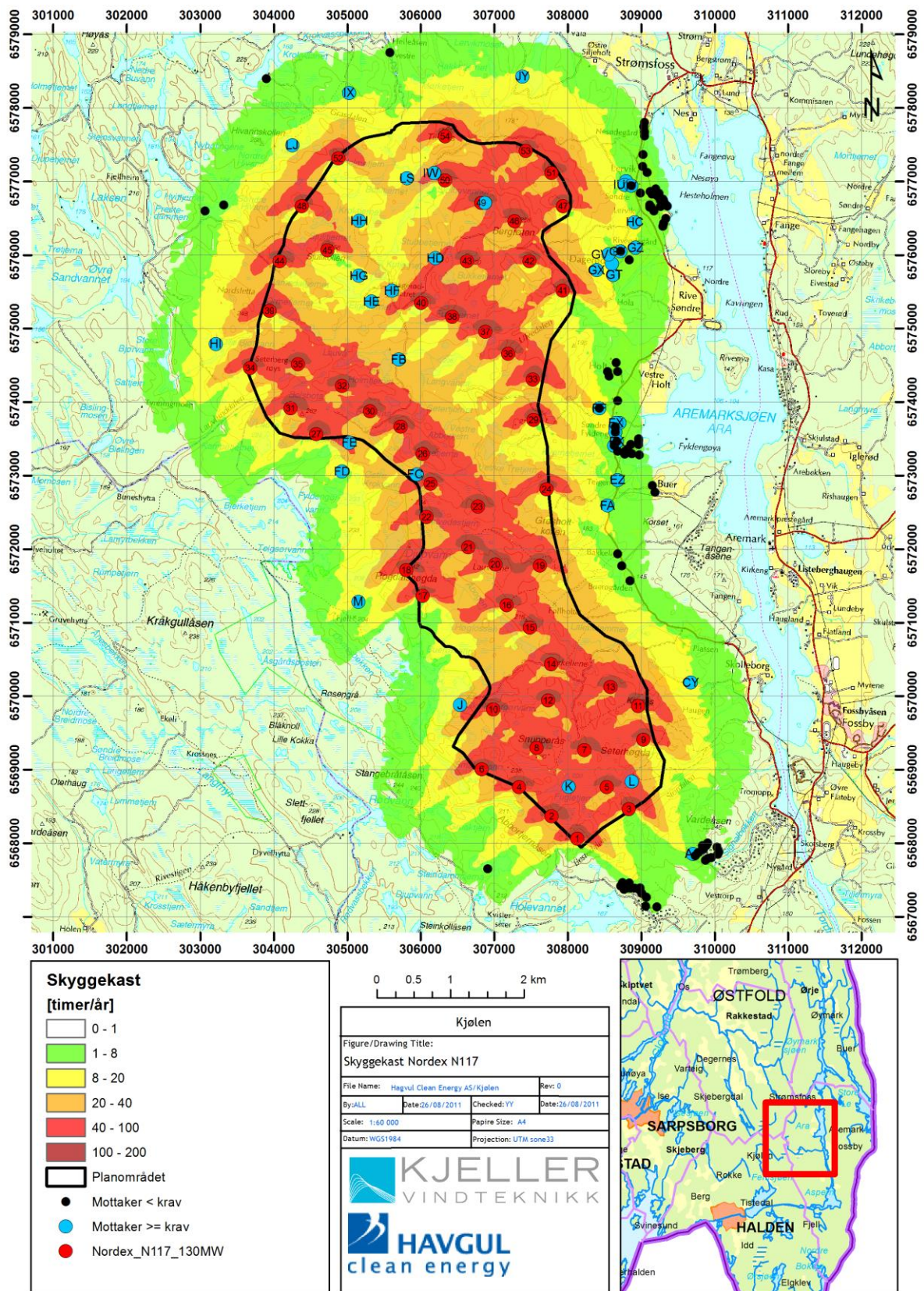
Mottaker	Faktisk forventet skyggetid [t:min/år]	Teoretisk skyggetid [t:min/år]
J	18:01	88:26
K	50:23	237:04
L	54:58	255:44
AS	7:16	33:10
FB	25:10	121:20
FC	17:29	96:09
FD	9:08	40:29
FE	39:01	176:44
FF	8:39	39:43
GT	10:49	48:27
GU	9:36	43:28
GV	9:04	42:33
GX	20:26	89:00
GY	6:58	32:34
GZ	10:15	46:52
HC	9:41	44:39
HD	29:56	144:14
HE	11:44	54:58
HF	17:09	77:57
HG	6:17	31:09
HH	14:36	67:45
HI	16:27	77:56
IU	9:30	43:59
IV	7:28	34:35
IW	69:55	331:20
IX	6:07	31:11
LJ	14:44	78:31
LS	19:04	91:22
LT	29:35	148:29



Figur 3-4: Kartet viser forventet skyggetimer per år, berørte skyggemottakere for Kjølén vindpark med Vestas V112 3.0MW utformingen.

Tabell 3-3: Beregnet tid med skyggekast for mottakere som blir utsatt for skyggekast fra Nordex turbinene som overskrider grenseverdiene.

Mottaker	Faktisk forventet skyggetid [t:min/år]	Teoretisk skyggetid [t:min/år]
J	26:51	134:10
K	55:19	261:58
L	60:02	280:52
M	10:47	42:50
AS	6:44	30:44
CY	8:18	40:48
EZ	7:19	33:25
FA	6:51	32:02
FB	25:18	121:42
FC	57:11	299:13
FD	10:11	43:29
FE	38:58	176:31
FF	15:08	70:12
FG	8:29	39:07
FH	9:21	43:04
FJ	7:29	34:56
FK	8:25	39:02
FW	6:44	31:18
FX	6:42	31:31
GT	7:25	33:24
GU	8:48	40:29
GV	8:24	40:24
GX	17:35	78:14
GZ	9:27	43:22
HC	9:01	41:37
HD	43:22	210:35
HE	20:05	92:56
HF	29:17	140:25
HG	10:45	53:30
HH	18:06	86:24
HI	18:36	87:47
IT	7:25	34:12
IU	8:00	36:52
IW	75:41	361:09
IX	6:18	32:16
JY	11:00	58:17
LJ	12:54	68:32
LS	19:54	95:02
LT	67:34	310:27



Figur 3-5: Kartet viser forventet skyggetimer per år, berørte skyggemottakere for Kjølén vindpark med Nordex N117 2.4MW utformingen.

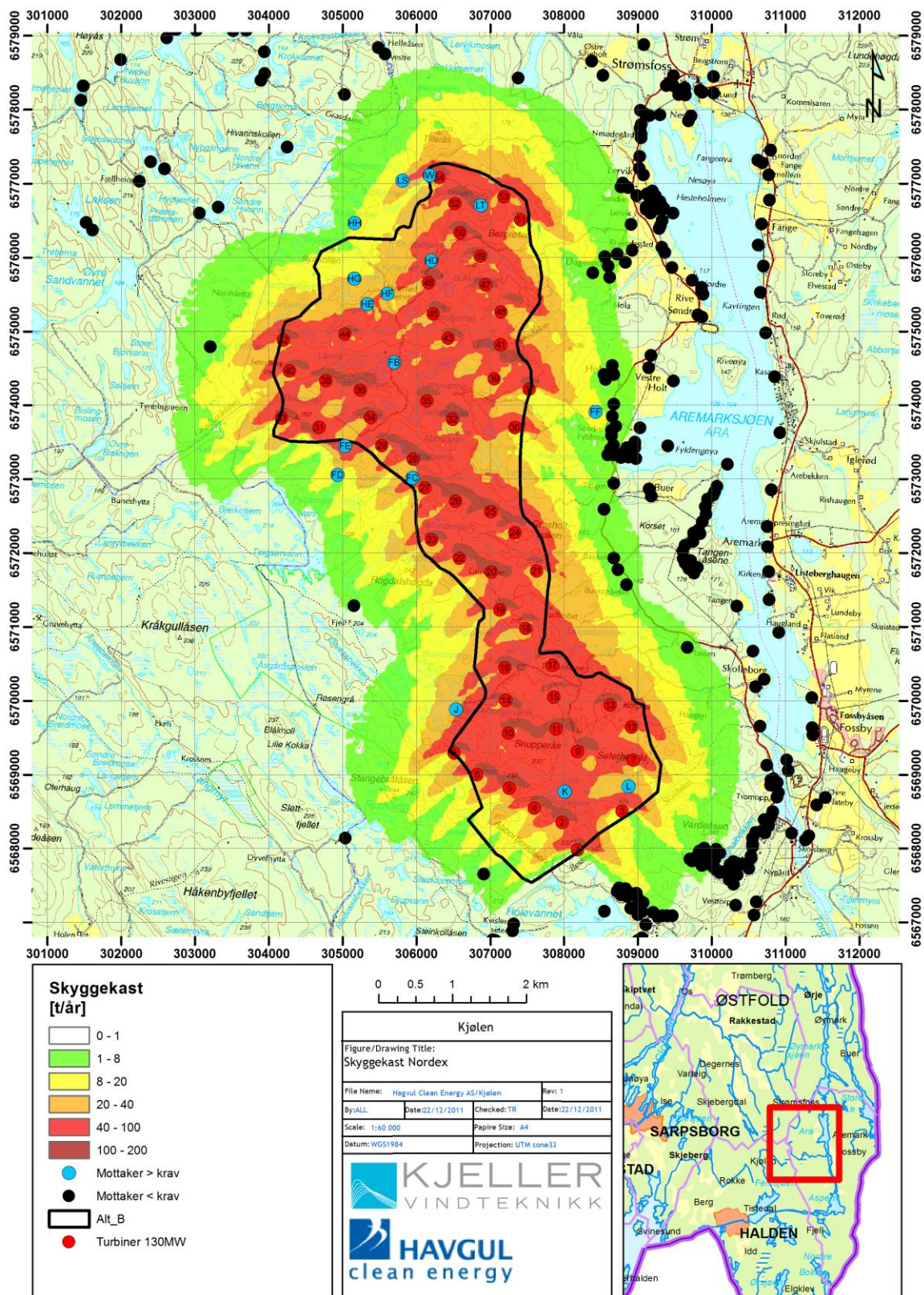
3.4 Skyggekastberegninger for Nordex N117 alt. B 130MW

Det er beregnet skyggekast for parkutformingen bestående av 54 stk Nordex N117 2.4MW turbiner med tårnhøyde på 120m. Det er benyttet samme metodikk og antagelser som i avsnitt 3.3. De er derfor ikke videre beskrevet her.

For denne layouten er det kartlagt 18 mottakere i området rundt Kjølén som vil bli utsatt for skyggekast som overstiger de svenske anbefalte grenseverdier. For disse skyggemottakerne overstiges enten grenseverdien *teoretisk skyggetid* (grenseverdi 1) og/eller *faktisk forventet skyggetid* (grenseverdi 2). Beregnet tid der grenseverdiene overskrides er oppsummert i Tabell 3-4. To av disse skyggemottakerne, bygningene FH og HI, har ikke overskredet faktisk forventet skyggetid, men bare teoretisk skyggetid. Kart med skyggemottakerne er presentert i Figur 3-6. I figuren er skyggemottakerne hvor retningslinjene for faktisk forventet skyggetid er oversteget markert med blått, skyggemottakere hvor retningslinjene ikke er oversteget er markert med svart. De røde markeringene viser turbinene. Koordinatene til skyggemottakerne hvor grenseverdiene er oversteget er gitt i Vedlegg 2.

Tabell 3-4 Beregnet tid med skyggekast for mottakere som blir utsatt for skyggekast fra Nordex turbinene alt.B 130MW, og som overskrider grenseverdiene.

Mottaker	Faktisk forventet skyggetid [t:min/år]	Teoretisk skyggetid [t:min/år]
J	39:15	188:29
K	54:22	249:53
L	38:07	173:01
FB	60:02	273:44
FC	56:51	288:13
FD	13:11	52:10
FE	40:50	176:35
FF	12:28	55:42
FH	6:44	30:05
HD	62:57	296:11
HE	39:53	177:04
HF	37:34	162:26
HG	20:55	102:23
HH	9:11	39:07
HI	6:35	31:51
IW	39:53	195:14
LS	36:00	160:34
LT	122:37	525:36



Figur 3-6 Kart med forventet antall skjygetimer per år, mottakere, berørte skjygemottakere og turbiner for layout Nordex N117 alt.B 130MW. Kartet er beregnet for punkter på bakken og er kun en indikasjon på skjygekast for en mottaker. Kartet kan derfor ikke brukes for å finne forventet skjygetid for en mottaker. Skjygetiden for en mottaker vil være lik eller lengre enn det kartet viser.

3.5 Støyberegninger

En vindturbin i drift genererer støy som kan være sjenerende for nærliggende bebyggelse. Hvilken bebyggelse som er berørt vil være avhengig av vindretning og plassering i forhold til vindparken. I følge Miljøverndepartementets retningslinje for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442) er grenseverdiene for tillatt støynivå 45dB(A) L_{den} for hus som ligger i vindskygge mer enn 30% av et normalår. Grenseverdien for hus som ikke ligger i vindskygge er 50dB(A) L_{den} .

I beregningen av støykartet er det forutsatt at støymottakeren alltid befinner seg nedstrøms fra vindparken ("worst case"). Støymottakere er funnet ut fra bebyggelsen inntegnet i N50 kartserien for Norge. Støyberegningene er basert på støyberegningsmodell, ISO 9613-2 Norway. I beregningene antas det at vindhastigheten er 8 m/s til enhver tid hele året. For vindhastigheter større enn 8 m/s er det ventet at bakgrunnsstøyen fra vinden vil overgå støyen fra turbinene. Bygningene utenfor parken antas, basert på vindrosen for Kjølen og vurdering av terreng, å befinne seg i vindskyggen mindre enn 30% av et normalår. For de sistnevnte bygningene vil derfor støygrensen være 50dB(A) L_{den} .

For Vestas turbinene overskrides støygrensen på 45dB(A) L_{den} for 24 bygninger i og rundt vindparken. Det er 10 bygninger hvor støygrensen på 50dB(A) L_{den} overskrides og 14 bygninger hvor støynivået ligger mellom 45dB(A) L_{den} og 50dB(A) L_{den} . Navn og støynivået for de aktuelle bygningene er gitt i Tabell 3-5 og Tabell 3-6. Støykartet i Figur 3-7 viser posisjonen og støynivået for den berørte bebyggelsen i og rundt parkområdet. Oversikt over berørte bygninger med koordinat og navn på hver bygning som mottar over 45 dB(A) L_{den} er vedlagt i Vedlegg 2.

Tabell 3-5: Mottakere hvor støynivået overskrider 50 dB(A) L_{den} for Vestas-utformingen

Mottaker	J	K	L	FC	FE	GX	HD	IW	LS	LT
Støynivå dB(A) L_{den}	50.3	53.9	55.6	55.8	53.4	50.9	51.8	57.7	50.1	63.9

Tabell 3-6: Mottakere hvor støynivået ligger mellom 45dB(A) L_{den} og 50 dB(A) L_{den} for Vestas-utformingen

Mottaker	P	FB	FD	GT	GU	GV	GW	GY	HE	HF
Støynivå dB(A) L_{den}	45.0	48.9	49.1	47.7	47.6	47.5	45.0	45.9	47.0	46.6
	HG	HH	HI	LJ						
	49.0	49.1	48.2	46.8						

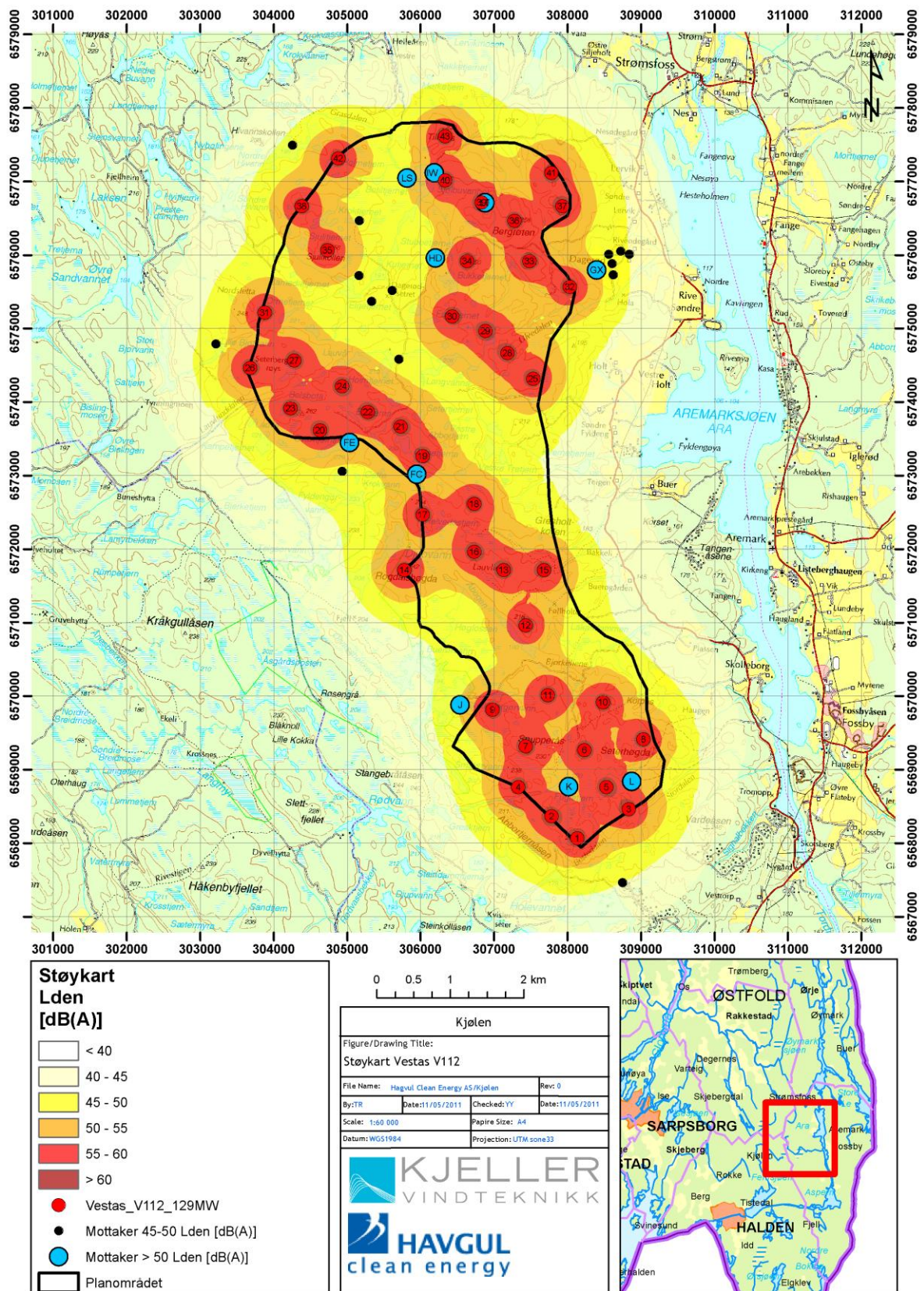
For Nordex turbinene overskrides støygrensen på 45dB(A) L_{den} for 19 bygninger i og rundt vindparken. Det er 7 bygninger hvor støygrensen på 50dB(A) L_{den} overskrides og 12 bygninger hvor støynivået ligger mellom 45dB(A) L_{den} og 50dB(A) L_{den} . Støynivået for de aktuelle bygningene er gitt i Tabell 3-7 og Tabell 3-8. Støykartet i Figur 3-8 viser posisjonen og støynivået for den berørte bebyggelsen i og rundt parkområdet. En detaljert oversikt med koordinat og navn på hver bygning som mottar over 45 dB(A) L_{den} er vedlagt i Vedlegg 2.

Tabell 3-7: Mottakere hvor støynivået overskrider 50 dB(A) L_{den} for Nordex-utformingen

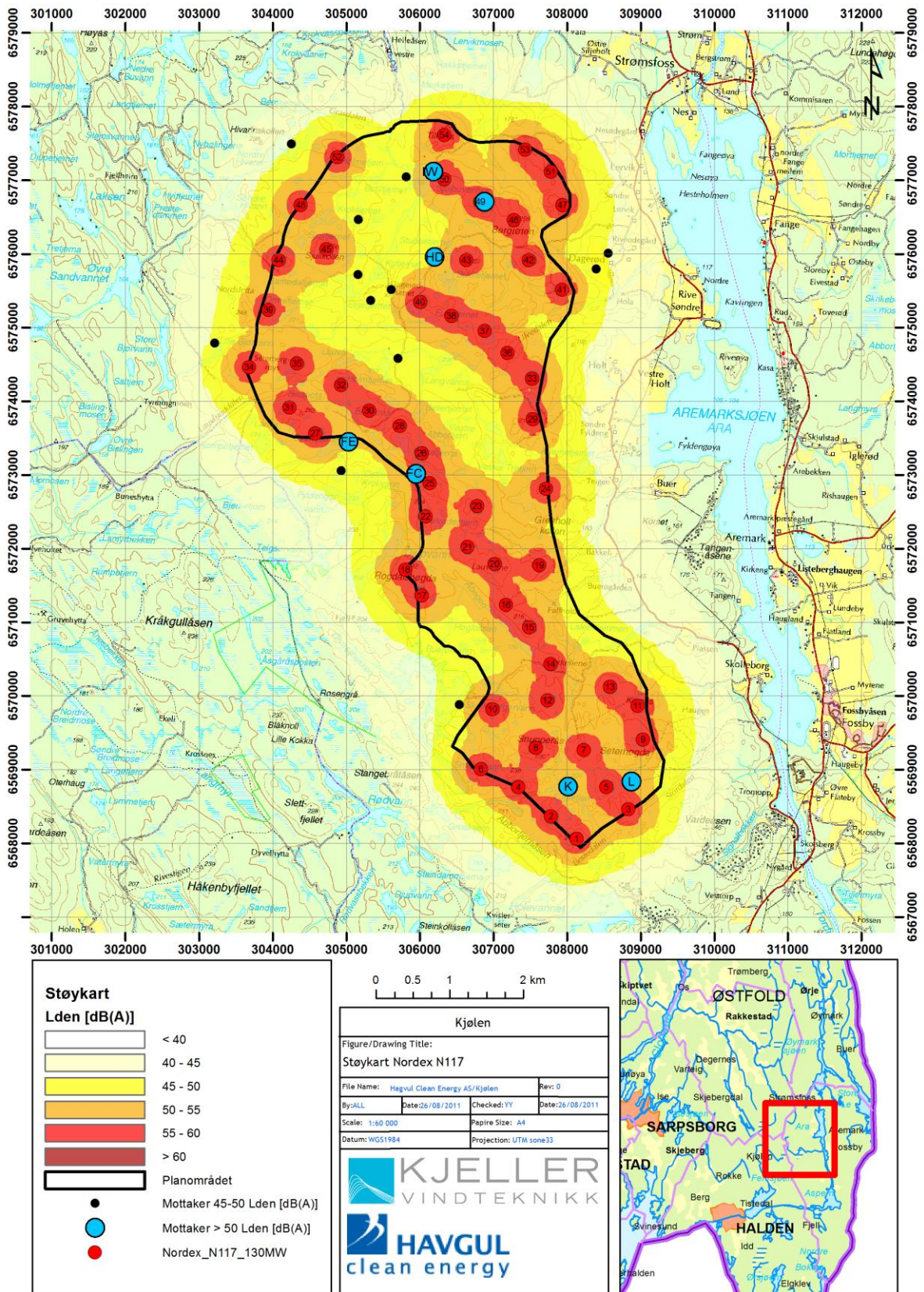
Mottaker	K	L	FC	FE	HD	IW	LT
Støynivå dB(A) L_{den}	52.2	53.8	56.6	51.0	50.6	56.1	62.4

Tabell 3-8: Mottakere hvor støynivået ligger mellom 45dB(A) L_{den} og 50 dB(A) L_{den} for Nordex-utformingen

Mottaker	J	FB	FD	GV	GX	HE	HF	HG	HH	HI	LJ	LS
Støynivå dB(A) L_{den}	48.9	47.9	47.6	45.1	47.1	47.0	48.9	47.9	47.6	46.2	45.1	48.3



Figur 3-7: Støysonekart for Kjølén vindpark basert på beregninger for Vestas V112 3.0MW parkutformingen.



Figur 3-8: Støysonkart for Kjølen vindpark basert på beregninger for Nordex N117 2.4MW parkutformingen.

3.6 Støyberegninger for Nordex N117 alt. B 130MW

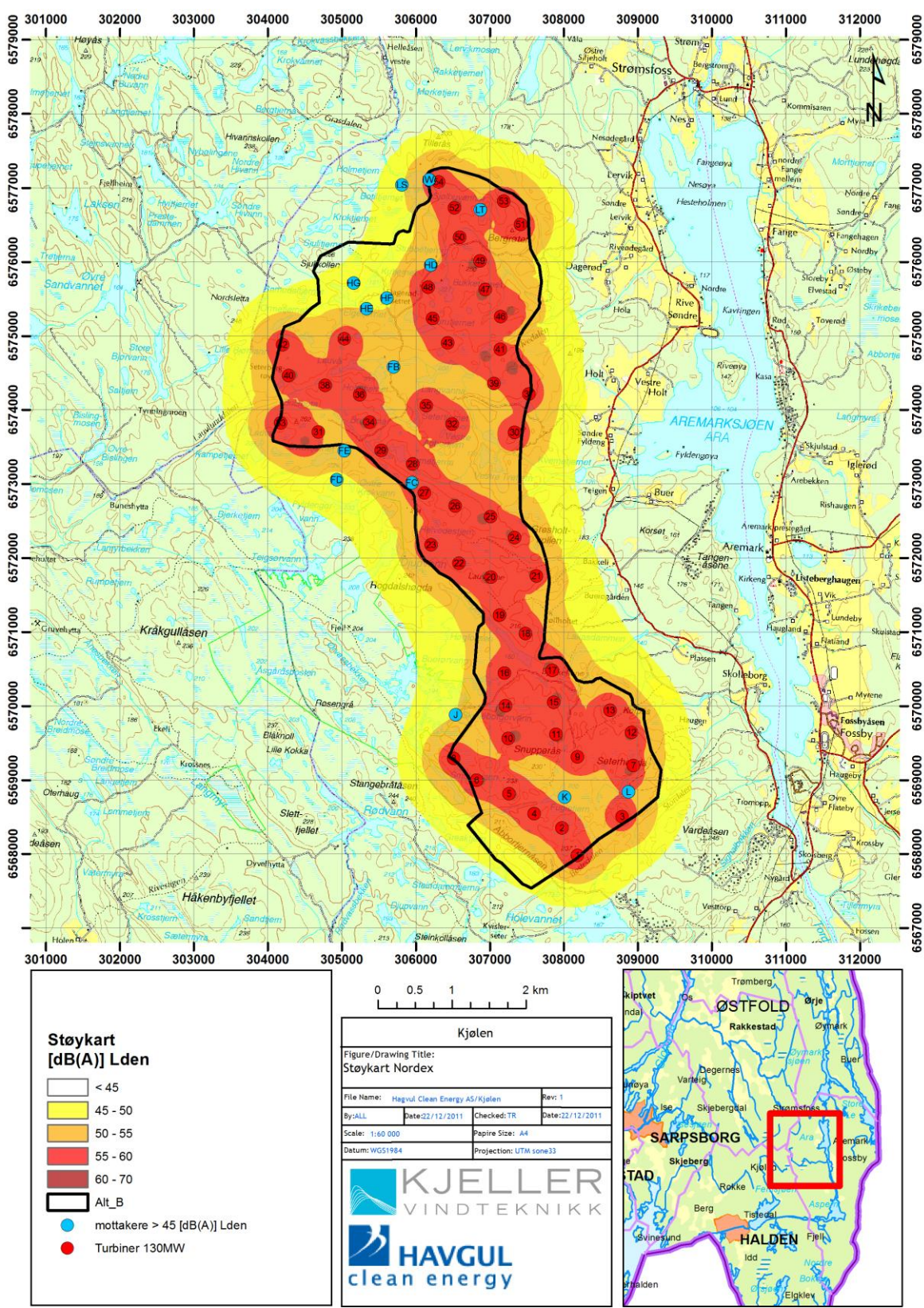
En vindturbin i drift genererer støy som kan være sjenerende for nærliggende bebyggelse. Hvilken bebyggelse som er berørt vil være avhengig av vindretning og plassering i forhold til vindparken. Det er nye retningslinjer for behandling av støy i arealplanlegging (T-1442) ute på høring fra Miljøverndepartementet. I følge de nye retningslinjene er grenseverdiene for tillatt støynivå nå 45dB(A) L_{den} for alle hus. Det er derfor valgt å presentere resultatene i denne rapporten ved å skille på hvilke mottakere som ligger over eller under 45dB(A) L_{den} .

I beregningen av støykartet er det forutsatt at støymottakeren alltid befinner seg nedstrøms fra vindparken ("worst case"). Støymottakere er funnet ut fra bebyggelsen inntegnet i N50 kartserien for Norge. Støyberegningene er basert på støyberegningsmodell, ISO 9613-2 Norway. I beregningene antas det at vindhastigheten er 8 m/s til enhver tid hele året. For vindhastigheter større enn 8 m/s er det ventet at bakgrunnsstøyen fra vinden vil overgå støyen fra turbinene.

For denne turbinplasseringen overskrides støygrensen på 45dB(A) L_{den} for 14 bygninger i og rundt vindparken. Støynivået for de aktuelle bygningene er gitt i Tabell 3-9. Støykartet i viser posisjonen og støynivået for den berørte bebyggelsen i og rundt parkområdet. En detaljert oversikt med koordinat og navn på hver bygning som mottar over 45 dB(A) L_{den} er vedlagt i Vedlegg 2.

Tabell 3-9: Mottakere hvor støynivået ligger over 45dB(A) L_{den} for Nordex N177 alt. B 130MW

Mottaker	J	K	L	FB	FC	FD	FE	HD	HE	HF	HG	IW	LS	LT
Støynivå dB(A) L_{den}	50.2	53.7	55.2	51.9	57.5	49.0	52.9	54.8	49.7	49.6	46.9	57.6	49.5	55.7



Figur 3-9 Støysonekart for Kjølén vindpark basert på beregninger for Nordex N117 alt.B 130MW parkutforming.

3.7 Resultat av produksjonsberegning

Den forventede energiproduksjonen for parkutformingene er estimert med programvaren WinPRO 2.7 med vindkartene som inngangsdata. Vaketafet er beregnet med N.O.Jensen Risø/EMD vakemodell. Metodene som er benyttet i beregningene er beskrevet i beskrevet i WindPro sin brukermanual (EMD 2008). En oppsummering av produksjonsberegningen for de tre parkalternativene er presentert i Tabell 3-10.

Tabell 3-10: Oppsummering av produksjonsberegningen for tre alternative parkutforminger.

Parkutforming	Netto årlig produksjon	Midlere vindhastighet (i navhøyde for alle turbiner)	Turbin med høyeste vindhastighet	Turbin med laveste vindhastighet
54 Nordex N117 2.4MW	407 GWh	6.7 m/s	6.9 m/s	6.4 m/s
43 Vestas V112 3.0MW	353 GWh	6.8 m/s	7.0 m/s	6.6 m/s
54 Nordex N117 alt.B	422 GWh	6.9 m/s	7.2 m/s	6.8 m/s

Energiproduksjonen for parkutformingene med Nordex N117 2.4MW og Vestas V112 3.0MW tilsvarer brukstid på henholdsvis 3140 timer (kapasitetsfaktor på 0.36) og 2738 timer (kapasitetsfaktor 0.31). For parkutformingene med Nordex N117 alt.B 130MW blir brukstiden 3258 timer (kapasitetsfaktor på 0.37). Midlere produksjon per sveipet areal for en turbin i vindparken med Nordex N117 2.4MW er 701 kWh/m² per år. Til sammenligning er det tilsvarende tallet for den samme parkutformingene med Vestas V112 3.0MW turbiner (mindre rotorareal og større generator) 833 kWh/m² per år. Antall brukstimer er lavere for Vestas V112 3.0MW utformingene, men utnyttelsen av arealet som sveipes av rotorbladene er bedre enn for Nordex utformingene.

Produksjonen for hver turbin er oppgitt i de vedlagte beregningsrapportene fra WinPRO i Vedlegg 3. Det er verdt å merke seg at en detaljert vindressurskartlegging innenfor vindparkområdet er påkrevd for å bestemme turbinene som passer best til de klimatiske forholdene og for å plassere turbinene optimalt.

Beregnet brutto og netto produksjon for vindparkutformingene samt en detaljert oversikt over hvilke tapsfaktorer som er tatt hensyn til i beregningen av nettoproduksjonen er gitt i Tabell 3-11 - Tabell 3-13.

Tabell 3-11: Beregnet brutto og netto produksjon for Kjølen vindpark med 54 stk. Nordex N117 2.4MW turbiner.

Energiproduksjon og tap Nordex N117 2.4 MW

Antall turbiner		54	N
Merkeeffekt		2.4	MW
Tårnhøyde		91	m
Merkeeffekt vindpark		129.60	MW
Brutto energi produksjon fra modell		477.9	GWh/år
Metodekorreksjoner:			
Weibulltilpasning	100.0 %		KVT beregnet
WAsP metodefeil	100.0 %		KVT bergenet
Bidrag metodekorreksjoner	100.0 %	0.0	GWh/år
Brutto energiproduksjon		477.9	GWh/år
Effektivitet etter tap:			
Vaketap	91.6 %		WinPRO beregnet
Elektriskeffektivitet	98.0 %		KVT antagelse
Teknisk tilgjengelighet	96.0 %		KVT antagelse
Ising og vingslitasje	100.0 %		KVT antagelse
Nedetid pga. lav temperatur	100.0 %		KVT antagelse
Høyvindshysterese	100.0 %		KVT beregnet
Vedlikehold strømnett	99.8 %		Typisk verdi
Justering av produksjonskurve	99.0 %		KVT antagelse
Vakeeffekter fra naboparker	100.0 %		Ikke inkludert
Andre tap	100.0 %		Ikke inkludert
Totalt tap	14.9 %	-71.0	GWh/år
Forventet energiprod., P(50)		406.9	GWh/år

Tabell 3-12: Beregnet brutto og netto produksjon for Kjølen vindpark med 43 stk. Vestas V112 3.0MW turbiner.

Energiproduksjon og tap Vestas V112 3.0 MW

Antall turbiner		43	N
Merkeeffekt		3	MW
Tårnhøyde		94	m
Merkeeffekt vindpark		129.00	MW
Brutto energi produksjon fra modell		408.3	GWh/år
Metodekorreksjoner:			
Weibulltilpasning	100.0 %		KVT beregnet
WAsP metodefeil	100.0 %		KVT bergenet
Bidrag metodekorreksjoner	100.0 %	0.0	GWh/år
Brutto energiproduksjon		408.3	GWh/år
Effektivitet etter tap:			
Vaketap	93.0 %		WinPRO beregnet
Elektriskeffektivitet	98.0 %		KVT antagelse
Teknisk tilgjengelighet	96.0 %		KVT antagelse
Ising og vingeslitarsje	100.0 %		KVT antagelse
Nedetid pga. lav temperatur	100.0 %		KVT antagelse
Høyvindshysterese	100.0 %		KVT beregnet
Vedlikehold strømnnett	99.8 %		Typisk verdi
Justering av produksjonskurve	99.0 %		KVT antagelse
Vakeeffekter fra naboparker	100.0 %		Ikke inkludert
Andre tap	100.0 %		KVT antagelse
Totalt tap	13.6 %	-55.3	GWh/år
Forventet energiprod., P(50)		353.0	GWh/år

Tabell 3-13 Beregnet brutto og netto produksjon for Kjølen vindpark med Nordex N117 layout alt.B 130MW.

Energy Yield and Losses Nordex N117 2.4 MW

Assumptions:		
Number of Turbines		54 N
Rated power one turbine		2.4 MW
Hub height		120 m
Rated power Park		129.60 MW
Gross Energy Yield from model		500.2 GWh/annum
Method corrections:		
Weibull Fit	100.0 %	Not considered
Model self prediction	100.0 %	Not considered
Total method corrections	100.0 %	0.0 GWh/annum
Gross Annual Energy		500.2 GWh/annum
Efficiency after loss deduction:		
Wake effects	90.8 %	WinPRO calculated
Electrical efficiency	98.0 %	KVT assumption
Technical availability	96.0 %	KVT assumption
Icing and blade degradation	100.0 %	KVT estimated
Low temperature downtime	100.0 %	not considered
High wind hysteresis	100.0 %	Assumed
Substation maintenance	99.8 %	Typical value
Modification on power curve	99.0 %	not considered
Wake effects from future projects	100.0 %	Not accounted for
Other losses (related to availability)	100.0 %	not considered
Total losses	15.6 %	-78.0 GWh/annum
Projected Net Energy Yield, P(50)		422.2 GWh/annum

Det som følger er beskrivelser av de forskjellige postene i produksjons- og tapstabellene:

Brutto energiproduksjon: Direkte fra WASP/WindPRO, ingen tap er inkludert. Legg merke til at heller ikke vaketap er inkludert i dette tallet.

Vaketap er beregnet i WindPro med N.O.Jensen Risø/EMD vakemodell med en vakekonstant ("wake decay constant") på 0.075. Fastsettelsen av konstanten bør vurderes på ny når turbulensforholdene i parkområdet er bedre kjent. Vår erfaring med turbulens over skogsområder tilsier at verdien som er brukt i denne analysen er et rimelig anslag.

Det elektriske tapet kan beregnes når det elektriske systemet er definert. På dette tidspunktet har vi antatt en elektrisk effektivitet på 98%. Dette tallet er basert på erfaringer fra andre vindparker.

Teknisk tilgjengelighet En studie gjennomført av Harman et al. (Keir Harman 2008) viser at gjennomsnittelig tilgjengelighet for europeiske vindparker er 97% av tiden. Nedetiden kan forventes og oftest forekomme i vinterperioder, når det normalt er høyere vindhastigheter, dermed anslår vi tapet i produksjon til å bli 4% i denne foranalysen.

Ising og slitasje på vinger kan påvirke energiproduksjonen. Skitt, is, og salt på vingene vil endre effektiviteten til turbinen. Åstoppene i Aremark ligger på ca 250 moh eller lavere, og turbinenes navhøyde blir 350 moh eller lavere. Data fra Rygge viser at 50-års verdien av islast på et standard legeme i 350 m høyde ligger på 5 kg/m. I Aremark har mer av vinden gått over høydedrag enn for Rygge og ismengdene blir derfor lavere enn for tilsvarende nivå ved Rygge. Det betyr at det meget sjelden blir islaster på en turbin som vil påvirke produksjonen. Vi har på bakgrunn av dette i denne foranalysen antatt at det ikke blir noe produksjonstap som følge av ising for Kjølen vindpark. Denne antagelsen må kontrolleres mot målinger av isforekomsten innenfor parkområdet når dette foreligger.

Høyvindshyteresetap skyldes at turbinen skruer seg av ved en gitt vindhastighet ("cut out") for å unngå for store laster. I vår analyse av tidsserien fra WRF modellen for 2005 har vi anslått tapet som følge av dette til 0 % basert på en "cut out" verdi på 25m/s med Vestas V112 og 20 m/s for Nordex N117.

Vedlikehold av strømnnett er antatt å forårsake et produksjonstap på 0.2%.

Modifikasjon av effektkurve gjøres normalt på bakgrunn av støybegrensninger og høy turbulens. Dette estimatet må oppdateres når faktiske turbulensmålinger foreligger og det er kjent hvilke støyrestriksjoner som gjelder for vindparken. Vi har i denne foranalysen anslått dette produksjonstapet til å være 1%.

Vakeeffekter fra naboparker: Kan oppstå dersom en vindpark bygges oppstrøms for vindparken. Vi har ikke inkludert noe tap som følge av dette for Kjølen vindpark.

4 Usikkerheter

Vi har estimert vindforholdene for Kjølen vindpark utelukkende ved hjelp av statistikken fra WRF modellen. Disse modelldataene har en anslått usikkerhet på 10 % i langtids middelvindhastighet. Til denne analysen kommer i tillegg usikkerheten introdusert når man regner seg frem til høyere romlig oppløsning av vindforholdene, dvs. beregningen av vindkartene. Den totale usikkerheten i vindberegningene på bakgrunn av dette anslått til 11 %.

Usikkerheten i produksjonsberegningen er anslått til 22 % for begge utformingene med 54 stk Nordex N117 2.4MW og 24 % for utformingen med 43 stk Vestas V112 3.0 MW turbiner. Usikkerheten er basert på beregnet energisensitivitet i parken og en vurdering av usikkerheten knyttet til de enkelte produksjonstapene. Forskjellen i usikkerhet for de to parkene skyldes at energisensitiviteten er større for Vestas V112 turbiner. Det innebærer at en endring i vindforholdene vil gi størst utslag i produksjonen for parken med sistnevnte turbin.

En grundigere usikkerhetsanalyse vil være mulig å gjennomføre når det foreligger vindmålinger i vindparkområdet.

5 Sammendrag

Vindforholdene for den foreslåtte Kjølen vindpark er beregnet basert på inngangsdata fra mesoskalamodellen WRF. Mikroskalamodellen WAsP 10 har blitt brukt til å beregne lokale vindkart for parkområdet ved å ta hensyn til lokalt terreng og ruhet. Dette er i sin tur brukt for å regne ut forventet årlig energiproduksjon for to alternative parkutforminger tatt frem av Kjeller Vindteknikk.

Netto årlig produksjon, P50 (middel over 10 år), for tre parkutforminger er beregnet. Disse parkutformingene består av henholdsvis 54 stk Nordex N117 2.4 MW, 43 stk Vestas V112 3.0 MW turbiner og Nordex N117 alt.B 130MW. Produksjonen er beregnet å være henholdsvis 407 GWh, 353 GWh og 422 GWh. Usikkerheten i produksjonsestimatet er estimert til å være henholdsvis $\pm 22\%$ for begge Nordex utformingene, og $\pm 24\%$ for Vestas utformingen.

Tabell 5-1: Oppsummering av resultatene fra produksjonsberegningene.

Parkutforming	Årlig netto produksjon	Usikkerhet i produksjon	Fullasttimer	Installert kapasitet	Middelvind i navhøyde (alle turbiner)
Nordex N117 2.4MW	407 GWh	$\pm 22\%$	3140	129.6 MW	6.7 m/s
Vestas V112 3.0MW	353 GWh	$\pm 24\%$	2738	129.0 MW	6.8 m/s
54 Nordex N117 alt.B	422 GWh	$\pm 22\%$	3258	129.6 MW	6.9 m/s

Bibliografi

Harstveit, K. "Estimating long-term wind distribution from short-term data set using a reference station." *European Community Wind Energy Conference, EWEC*. London, 2004. 87-90.

Boverket. *Vindkraftshandboken - Planering och provning av vindkraftverk på land och i kustnära vattenområden*. . www.boverket.se.

Bowen, A. J., og N. G. Mortensen. «Exploring the limits of WASP the wind atlas analysis and application program.» *Proceedings of EWEC*. Gothenburg, Sweden, 1996.

Byrkjedal, Øyvind. *Vindkart for Norge, Isingskart i 80m høyde*. NVE, 2009.

EMD. *WindPRO 2.6 User Guide. 1. Edition*. EMD International AS, 2008.

H. P. Frank, O. Rathmann, N. G. Mortensen, L. Landberg. *The Numerical Wind Atlas the KAMM/WASP Method*. Roskilde: Risø National Laboratory, 2001.

Harstveit, K. "Estimating long-term wind distribution from short-term data set using a reference station." *European Community Wind Energy Conference, EWEC*. London, 2004. 87-90.

Keir Harman, Ross Walker, Michael Wilkinson. *Availability Trends Observed At Operational Wind farms*. Proceedings European Wind Energy Conference 2008, Garred Hassan, 2008.

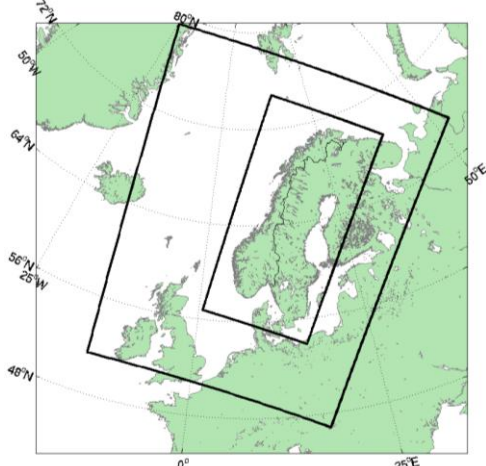
NVE. *Vindkart for Norge*. NVE, 2009.

Vedlegg 1

Weather Research and Forecast (WRF) modellen er en mesoskala numerisk værvarslings modell som benyttes både for værvarsling og til forskningsformål. En beskrivelse av modellen finnes på siden <http://www.wrfmodel.org/>.

Versjon 3.0.1 benyttet for denne analysen er beskrevet i Skamarock et al. 2008¹. Øvrig informasjon angående modellens oppbygging, numeriske rutiner og fysiske detaljer er beskrevet i for eksempel Klemp et al. (2000)² og Michalakes et al. (2001)³. Utvikling av modellen gjøres i hovedsak av ulike forsknings- og akademiske organisasjoner i USA. Modellen har et økende antall brukere, dette kan skyldes at modellen også er tilgjengelig for brukere utenfor det akademiske miljøet.

De viktigste input parameterene til modellen er geografiske og meteorologiske. De geografiske dataene er fra National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). Disse dataene inkluderer topografi, overflate data, albedo og vegetasjon. Disse parametrene er spesielt viktig for vindhastighetene i beregningslagene nærmest bakken. Meteorologiske data brukes som grensebetingelser. Globale meteorologiske data med oppløsning på 1° og seks timer er gitt fra National Centers for Environmental Protection (NCEP). Data fra NCEP tar utgangspunkt i Final Global Data Assimilation System (FNL). Det globale meteorologiske datasettet består av mange observasjoner, både fra værstasjoner på bakkenivå, vertikal profil målinger basert på radiosonder, luftfartøy og satellitter. Alle observasjonene samles i en modell og man oppnår da et godt bilde av situasjonen i atmosfæren fire ganger per døgn. Ytterligere informasjon angående datasettet finnes på siden <http://www.emc.ncep.noaa.gov/gmb/para/about.html>. Oppsettet av modellen er vist i Figur 0-1.



Figur 0-1: Modelloppsett for WRF modellen. Det innerste rektangelet viser modelloppsettet med 5km*5km horisontal oppløsning.

¹ Skamarock WC, Klemp JB, Dudhia J, Gill DO, Barker DM, Duda MG, Huang X-Y, Wang W. and Powers JG, 2008: A Description of the Advanced Research WRF Version 3, NCAR Technical Note NCAR/TN-475+STR, Boulder, June 2008

² Klemp JB., Skamarock WC. and Dudhia J., 2000: Conservative split-explicit time integration methods for the compressible non-hydrostatic equations (<http://www.wrf-model.org/>)

³ Michalakes J., Chen S., Dudhia J., Hart L., Klemp J., Middlecoff J., and Skamarock W., 2001: Development of a Next Generation Regional Weather Research and Forecast Model. Developments in Teracomputing: Proceedings of the Ninth ECMWF Workshop on the Use of High Performance Computing in Meteorology. Eds. Walter Zwiefelhofer and Norbert Kreitz. World Scientific, Singapore.

Vedlegg 2

Tabell 0-1: Koordinater i UTM sone 33 for mottakere hvor grenseverdiene overstiges for skyggekast.

Mottaker	Ø	N	Turbin
J	306 539	6 569 879	Vestas, Nordex
K	308 013	6 568 767	Vestas, Nordex
L	308 876	6 568 837	Vestas, Nordex
M	305 155	6 571 282	Nordex
AS	309 708	6 567 853	Vestas, Nordex
CY	309 677	6 570 183	Nordex
EZ	308 679	6 572 940	Nordex
FA	308 546	6 572 590	Nordex
FB	305 701	6 574 578	Vestas, Nordex
FC	305 949	6 573 016	Vestas, Nordex
FD	304 932	6 573 054	Vestas, Nordex
FE	305 034	6 573 448	Vestas, Nordex
FF	308 432	6 573 911	Vestas, Nordex
FG	308 648	6 573 657	Nordex
FH	308 648	6 573 587	Nordex
FJ	308 635	6 573 403	Nordex
FK	308 673	6 573 460	Nordex
FW	308 705	6 573 714	Nordex
FX	308 660	6 573 714	Nordex
GT	308 622	6 575 728	Vestas, Nordex
GU	308 603	6 575 880	Vestas, Nordex
GV	308 559	6 576 007	Vestas, Nordex
GX	308 394	6 575 791	Vestas, Nordex
GY	308 724	6 576 045	Vestas, Nordex
GZ	308 927	6 576 096	Vestas, Nordex
HC	308 914	6 576 445	Vestas, Nordex
HD	306 203	6 575 956	Vestas, Nordex
HE	305 333	6 575 366	Vestas, Nordex
HF	305 612	6 575 512	Vestas, Nordex
HG	305 161	6 575 715	Vestas, Nordex
HH	305 167	6 576 464	Vestas, Nordex
HI	303 211	6 574 788	Vestas, Nordex
IT	308 800	6 577 004	Nordex
IU	308 775	6 576 953	Vestas, Nordex
IV	308 870	6 576 941	Vestas
IW	306 184	6 577 112	Vestas, Nordex
IX	305 028	6 578 204	Vestas, Nordex
JY	307 384	6 578 427	Nordex
LJ	304 253	6 577 493	Vestas, Nordex
LS	305 815	6 577 042	Vestas, Nordex
LT	306 876	6 576 706	Vestas, Nordex

Tabell 0-2 Koordinater i UTM sone 33 for mottakere hvor grenseverdiene overstiges for skyggekast for layout Nordex N117 alt.B 130MW

Mottaker	Ø	N
J	306 539	6 569 879
K	308 013	6 568 767
L	308 876	6 568 837
FB	305 701	6 574 578
FC	305 949	6 573 016
FD	304 932	6 573 054
FE	305 034	6 573 448
FF	308 432	6 573 911
FH	308 648	6 573 587
HD	306 203	6 575 956
HE	305 333	6 575 366
HF	305 612	6 575 512
HG	305 161	6 575 715
HH	305 167	6 576 464
HI	303 211	6 574 788
IW	306 184	6 577 112
LS	305 815	6 577 042
LT	306 876	6 576 706

Tabell 0-3: Koordiner i UTM sone 33 for mottakere hvor støynivået overstiger 50dB(A) Lden

Mottaker	Ø	N	Turbin
J	306 539	6 569 879	Vestas
K	308 013	6 568 767	Vestas, Nordex
L	308 876	6 568 837	Vestas, Nordex
FC	305 949	6 573 016	Vestas, Nordex
FE	305 034	6 573 448	Vestas, Nordex
GX	308 394	6 575 791	Vestas
HD	306 203	6 575 956	Vestas, Nordex
IW	306 184	6 577 112	Vestas, Nordex
LS	305 815	6 577 042	Vestas
LT	306 876	6 576 706	Vestas, Nordex

Tabell 0-4: Koordinater i UTM sone 33 for mottakere hvor støynivået ligger mellom 45dB(A) Lden og 50dB(A) Lden

Mottaker	Ø	N	Turbin
J	306 539	6 569 879	Nordex
P	308 749	6 567 459	Vestas
FB	305 701	6 574 578	Vestas, Nordex
FD	304 932	6 573 054	Vestas, Nordex
GT	308 622	6 575 728	Vestas
GU	308 603	6 575 880	Vestas
GV	308 559	6 576 007	Vestas, Nordex
GW	308 838	6 576 007	Vestas
GX	308394	6 575 791	Nordex
GY	308 724	6 576 045	Vestas
HE	305 333	6 575 366	Vestas, Nordex
HF	305 612	6 575 512	Vestas, Nordex
HG	305 161	6 575 715	Vestas, Nordex
HH	305 167	6 576 464	Vestas, Nordex
HI	303 211	6 574 788	Vestas, Nordex
LJ	304 253	6 577 493	Vestas, Nordex
LS	305 815	6 577 042	Nordex

Tabell 0-5 Koordinater i UTM sone 33 for mottakere hvor støynivået ligger over 45dB(A) Lden for layout Nordex N117 alt.B 130MW

Mottaker	Ø	N
J	306539	6569879
K	308013	6568767
L	308876	6568837
FB	305701	6574578
FC	305949	6573016
FD	304932	6573054
FE	305034	6573448
HD	306203	6575956
HE	305333	6575366
HF	305612	6575512
HG	305161	6575715
IW	306184	6577112
LS	305815	6577042
LT	306876	6576706

Vedlegg 3

Utskrifter av produksjonsberegninger beregnet med WindPRO 2.7.

Project:
Kjolen

Printed/Page
11.05.2011 12:21 / 1

Licensed user:
Kjeller Vindteknikk AS
Gunnar Randres vei 12
NO-2007 Kjeller
(+47) 480 50 480
Tove Risberg / tove.risberg@vindteknikk.no
Calculated:
11.05.2011 11:39/2.7.486



PARK - Main Result

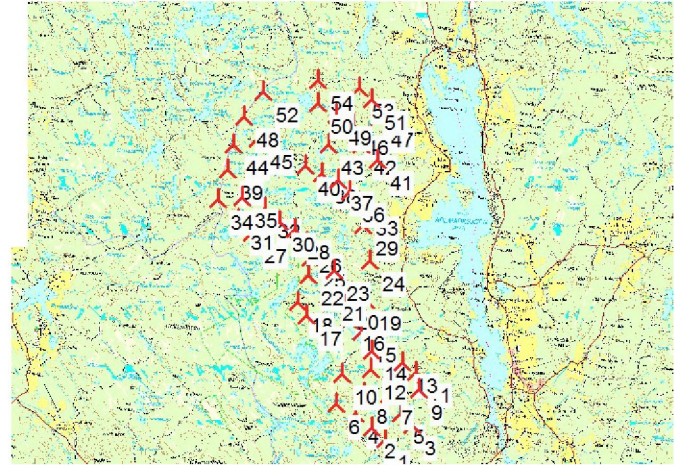
Calculation: Produksionsberegninger Nordex N117 2.4MW

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings
Air density calculation mode Fixed for all WTGs (Based on Std. Atmosphere Model)
Result for site center elevation+key height 1.237 kg/m³
Air density relative to standard 100.9 %
Hub altitude above sea level (asl) 214.6 m
Annual mean temperature at hub alt. 4.9 °C

Wake Model Parameters
Wake Decay Constant 0.075 Open farmland

Wake calculation settings
Angle [°] Wind speed [m/s]
start end step start end step
0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0



🚩 New WTG

Resource file(s)

L:\KUNDER\113_Havgul_Clean_Energy_AS\04_Kjolen\Analyser\11_WAsPWind_maps\WRF_WAsP-metodikk\Kjolen_WRF_res50m_weight_exp_0_91magl_81mazp.wrg

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-7.0% [MWh]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results ^{a)}			
					Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	437 569.8	406 939.9	477 877.7	91.6	35.8	7 535.9	3 140	6.7

^{a)} Based on Result-7.0%

Calculated Annual Energy for each of 54 new WTGs with total 129.6 MW rated power

Terrain	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve		Annual Energy		Park Efficiency [%]	Mean wind speed [m/s]
	Valid	Manufact.						Creator	Name	Result	Result-7.0%		
1	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	8 804.2	8 188	94.9	6.91
2	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	8 171.2	7 599	93.5	6.66
3	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	8 397.6	7 810	93.7	6.77
4	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	8 220.7	7 645	93.0	6.70
5	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	7 775.0	7 231	90.3	6.59
6	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	8 150.2	7 580	94.2	6.58
7	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	8 128.1	7 559	90.5	6.78
8	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	7 890.2	7 338	89.0	6.71
9	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	8 447.1	7 856	91.5	6.89
10	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	7 850.9	7 301	92.8	6.52
11	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	7 738.1	7 196	90.7	6.52
12	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	7 859.0	7 309	89.8	6.66
13	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	7 836.3	7 288	90.0	6.60
14	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	7 668.9	7 132	91.2	6.51
15	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	8 377.3	7 791	93.0	6.83
16	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	8 065.3	7 501	92.4	6.68
17	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	7 803.9	7 258	92.5	6.49
18	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	8 244.5	7 667	92.7	6.69
19	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	7 919.4	7 365	91.2	6.60
20	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	8 290.0	7 710	91.2	6.83
21	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	7 668.0	7 131	89.3	6.58
22	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	8 152.9	7 582	90.6	6.77
23	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	8 212.2	7 637	90.0	6.84
24	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	7 654.6	7 119	91.1	6.47
25	A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER Level 0 -	8 180.8	7 608	90.7	6.78

To be continued on next page...

Project:

Kjolen

Printed/Page

11.05.2011 12:21 / 2

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Tove Risberg / tove.risberg@vindteknikk.no

Calculated:

11.05.2011 11:39/2.7.486

**PARK - Main Result****Calculation: Produktionsberegninger Nordex N117 2.4MW**

...continued from previous page

WTG type		Power curve		Annual Energy		Park							
Terrain	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Creator	Name	Result	Result-7.0%	Efficiency	Mean wind speed
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[%]	[m/s]
26 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 362.8	7 777	91.7	6.83
27 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 119.2	7 551	92.9	6.63
28 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 207.3	7 633	92.2	6.72
29 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	7 663.3	7 127	90.9	6.50
30 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 310.3	7 729	90.9	6.85
31 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 206.7	7 632	92.8	6.68
32 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 075.6	7 510	89.9	6.75
33 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 208.0	7 633	91.0	6.76
34 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 492.1	7 898	94.9	6.70
35 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 078.1	7 513	91.9	6.66
36 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 066.2	7 502	89.8	6.76
37 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	7 931.4	7 376	89.0	6.71
38 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	7 920.7	7 366	88.8	6.70
39 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 087.5	7 521	93.7	6.57
40 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	7 755.3	7 212	89.8	6.56
41 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 071.9	7 507	91.7	6.64
42 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 246.5	7 669	90.0	6.83
43 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 193.3	7 620	90.1	6.79
44 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	7 797.2	7 251	94.0	6.40
45 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 093.9	7 527	91.3	6.68
46 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 509.9	7 914	89.9	6.94
47 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 323.3	7 741	90.2	6.81
48 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 297.9	7 717	94.4	6.65
49 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 424.6	7 835	90.6	6.90
50 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	7 860.0	7 310	91.9	6.60
51 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 252.8	7 675	91.0	6.74
52 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 057.1	7 493	94.5	6.53
53 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	7 720.2	7 180	91.4	6.48
54 A	Yes	NORDEX	N117-2 400	2 400	117.0	91.0	10.0	USER	Level 0 -	8 730.7	8 120	94.1	6.91

WTG siting**UTM WGS84 Zone: 33**

	East	North	Z	Row data/Description
UTM WGS84 Zone: 33			[m]	
1 New	308 131	6 568 060	235.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (944)
2 New	307 781	6 568 363	220.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (945)
3 New	308 831	6 568 460	230.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (946)
4 New	307 337	6 568 763	230.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (947)
5 New	308 534	6 568 763	215.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (948)
6 New	306 829	6 569 005	224.1	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (949)
7 New	308 231	6 569 263	225.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (950)
8 New	307 577	6 569 294	230.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (951)
9 New	309 034	6 569 407	219.8	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (952)
10 New	306 987	6 569 816	215.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (953)
11 New	308 958	6 569 862	200.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (954)
12 New	307 734	6 569 940	215.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (955)
13 New	308 586	6 570 123	200.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (956)
14 New	307 779	6 570 430	200.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (957)
15 New	307 488	6 570 928	210.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (958)
16 New	307 172	6 571 236	210.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (959)
17 New	306 031	6 571 363	220.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (960)
18 New	305 803	6 571 713	237.6	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (961)
19 New	307 624	6 571 773	205.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (962)
20 New	307 020	6 571 789	226.1	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (963)
21 New	306 648	6 572 023	220.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (964)
22 New	306 079	6 572 434	245.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (965)

To be continued on next page...

Project:

Kjolen

Printed/Page

11.05.2011 12:21 / 3

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Tove Risberg / tove.risberg@vindteknikk.no

Calculated:

11.05.2011 11:39/2.7.486

**PARK - Main Result****Calculation:** Produksjonsberegninger Nordex N117 2.4MW

...continued from previous page

UTM WGS84 Zone: 33

	East	North	Z	Row data/Description
	UTM WGS84 Zone: 33		[m]	
23 New	306 782	6 572 575	235.4	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (966)
24 New	307 718	6 572 810	190.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (967)
25 New	306 136	6 572 888	252.5	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (968)
26 New	306 031	6 573 295	260.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (969)
27 New	304 581	6 573 563	250.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (970)
28 New	305 731	6 573 663	252.3	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (971)
29 New	307 536	6 573 758	195.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (972)
30 New	305 313	6 574 873	265.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (973)
31 New	304 231	6 573 913	257.2	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (974)
32 New	304 931	6 574 216	255.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (975)
33 New	307 528	6 574 307	215.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (976)
34 New	303 681	6 574 463	255.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (977)
35 New	304 331	6 574 513	255.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (978)
36 New	307 191	6 574 657	235.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (979)
37 New	306 884	6 574 957	235.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (980)
38 New	306 431	6 575 157	244.4	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (981)
39 New	303 945	6 575 238	245.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (982)
40 New	306 006	6 575 344	238.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (983)
41 New	307 936	6 575 512	188.8	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (984)
42 New	307 481	6 575 913	230.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (985)
43 New	306 631	6 575 913	250.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (986)
44 New	304 081	6 575 913	227.7	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (987)
45 New	304 731	6 576 063	249.6	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (988)
46 New	307 278	6 576 457	250.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (989)
47 New	307 937	6 576 660	204.8	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (990)
48 New	304 381	6 576 663	232.9	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (991)
49 New	306 828	6 576 710	245.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (992)
50 New	306 331	6 577 013	210.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (993)
51 New	307 781	6 577 113	205.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (994)
52 New	304 881	6 577 313	215.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (995)
53 New	307 431	6 577 413	185.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (996)
54 New	306 331	6 577 613	220.7	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 91.0 m (997)

Project:
Kjolen

Printed/Page
11.05.2011 12:19 / 1

Licensed user:
Kjeller Vindteknikk AS
Gunnar Randres vei 12
NO-2007 Kjeller
(+47) 480 50 480
Tove Risberg / tove.risberg@vindteknikk.no
Calculated:
11.05.2011 12:16/2.7.486



PARK - Main Result

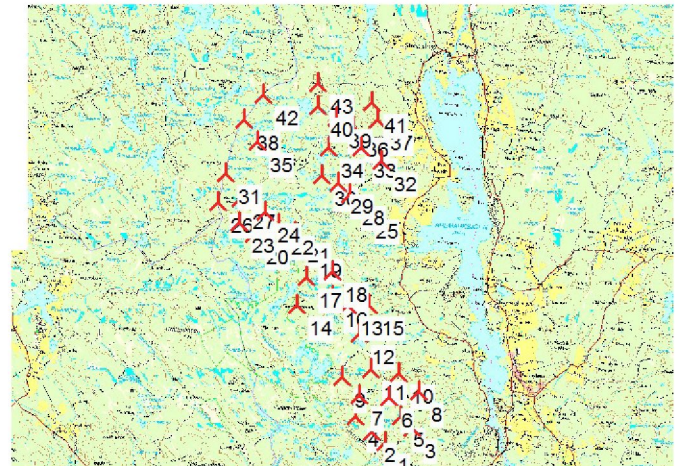
Calculation: Produksjonsberegninger Vestas V112 3.0MW

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings
Air density calculation mode Fixed for all WTGs (Based on Std. Atmosphere Model)
Result for site center elevation+key height 1.236 kg/m³
Air density relative to standard 100.9 %
Hub altitude above sea level (asl) 217.6 m
Annual mean temperature at hub alt. 4.9 °C

Wake Model Parameters
Wake Decay Constant 0.075 Open farmland

Wake calculation settings
Angle [°] Wind speed [m/s]
start end step start end step
0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0



▲ New WTG

Resource file(s)

\\.\KUNDER\113_Havgul_Clean_Energy_AS\04_Kjolen\Analyser\11_WASP\Wind_maps\WRF_WASP-metodikk\Kjolen_WRF_res50m_weight_exp_0_94magl_84mazp.wrg

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result		GROSS (no loss)	Park efficiency	Capacity factor	Mean WTG result	Full load hours	Mean wind speed @hub height
	PARK [MWh/y]	Result-7.0% [MWh]						
Wind farm	379 770.5	353 186.6	408 247.0	93.0	31.2	8 213.6	2 738	6.8

*) Based on Result-7.0%

Calculated Annual Energy for each of 43 new WTGs with total 129.0 MW rated power

Terrain	WTG type		Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Annual Energy		Park Efficiency	Mean wind speed	
	Valid	Manufact.					Type-generator	Creator	Name	Result			Result-7.0%
1 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	9 493.7	8 829	95.5	6.95
2 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 770.8	8 157	94.7	6.69
3 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 964.9	8 337	93.9	6.80
4 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 899.1	8 276	94.8	6.73
5 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 243.7	7 667	90.7	6.63
6 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 792.6	8 177	91.6	6.82
7 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 854.9	8 235	93.3	6.77
8 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	9 180.2	8 538	92.9	6.93
9 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 495.9	7 901	95.3	6.56
10 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 459.4	7 867	91.9	6.66
11 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 585.6	7 985	92.0	6.72
12 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	9 238.5	8 592	95.4	6.88
13 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	9 286.4	8 636	94.5	6.91
14 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 989.6	8 360	95.4	6.73
15 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 556.7	7 958	94.2	6.62
16 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 649.4	8 044	93.4	6.69
17 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	9 014.8	8 384	93.5	6.83
18 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	9 143.6	8 504	92.9	6.92
19 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	9 143.7	8 504	94.1	6.87
20 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 809.7	8 193	93.8	6.73
21 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 893.0	8 271	94.1	6.76
22 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 917.0	8 293	91.3	6.89
23 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 763.7	8 150	93.8	6.71
24 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 591.8	7 990	90.2	6.78
25 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 864.0	8 244	92.7	6.80
26 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	9 017.8	8 387	95.4	6.74
27 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 594.7	7 993	92.2	6.70
28 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 667.7	8 061	90.7	6.80
29 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 493.4	7 899	89.8	6.75
30 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 521.2	7 925	90.4	6.73
31 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 704.3	8 095	95.4	6.62

To be continued on next page...

Project:

Kjolen

Printed/Page

11.05.2011 12:19 / 2

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Tove Risberg / tove.risberg@vindteknikk.no

Calculated:

11.05.2011 12:16/2.7.486



PARK - Main Result

Calculation: Produksjonsberegninger Vestas V112 3.0MW

...continued from previous page

Terrain	WTG type			Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Annual Energy		Park	
	Valid	Manufact.	Type-generator					Creator	Name	Result	Result-7.0%	Efficiency	Mean wind speed
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[%]	[m/s]
32 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 696.6	8 088	92.6	6.73
33 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 833.8	8 215	90.8	6.86
34 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 843.3	8 224	91.6	6.82
35 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 754.9	8 142	93.6	6.71
36 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	9 165.4	8 524	90.6	6.98
37 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 790.6	8 175	90.0	6.84
38 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 884.4	8 262	95.9	6.68
39 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	9 101.4	8 464	91.6	6.94
40 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 431.1	7 841	93.1	6.63
41 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 793.3	8 178	91.9	6.78
42 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	8 492.1	7 898	94.9	6.56
43 A	Yes	VESTAS	V112-3 000	3 000	112.0	94.0	10.0	EMD	Level 0 - Mode 0 - Estimated - 08-2010	9 381.6	8 725	94.5	6.95

WTG siting

UTM WGS84 Zone: 33

East North Z Row data/Description
[m]

	UTM WGS84 Zone: 33	East	North	Z	Row data/Description
1 New	308 131	6 568 063	235.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (840)
2 New	307 781	6 568 363	220.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (841)
3 New	308 831	6 568 463	229.3	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (842)
4 New	307 331	6 568 763	230.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (843)
5 New	308 531	6 568 763	214.7	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (844)
6 New	308 231	6 569 263	225.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (845)
7 New	307 431	6 569 313	234.4	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (846)
8 New	309 031	6 569 413	220.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (847)
9 New	306 981	6 569 813	215.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (848)
10 New	308 481	6 569 913	205.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (849)
11 New	307 731	6 570 013	215.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (850)
12 New	307 431	6 570 963	212.9	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (851)
13 New	307 131	6 571 713	225.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (852)
14 New	305 781	6 571 713	239.3	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (853)
15 New	307 681	6 571 713	195.7	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (854)
16 New	306 731	6 571 963	220.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (855)
17 New	306 031	6 572 463	248.8	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (856)
18 New	306 731	6 572 613	240.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (857)
19 New	306 031	6 573 263	260.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (858)
20 New	304 631	6 573 613	254.6	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (859)
21 New	305 731	6 573 663	252.3	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (860)
22 New	305 281	6 573 863	265.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (861)
23 New	304 231	6 573 913	257.2	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (862)
24 New	304 931	6 574 213	255.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (863)
25 New	307 531	6 574 313	215.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (864)
26 New	303 681	6 574 463	255.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (865)
27 New	304 281	6 574 563	255.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (866)
28 New	307 181	6 574 663	235.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (867)
29 New	306 881	6 574 963	235.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (868)
30 New	306 431	6 575 163	243.8	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (869)
31 New	303 881	6 575 213	244.2	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (870)
32 New	308 031	6 575 563	182.8	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (871)
33 New	307 481	6 575 913	230.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (872)
34 New	306 631	6 575 913	250.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (873)
35 New	304 731	6 576 063	249.6	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (874)
36 New	307 281	6 576 463	250.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (875)
37 New	307 931	6 576 663	205.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (876)
38 New	304 381	6 576 663	232.9	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (877)
39 New	306 831	6 576 713	245.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (878)
40 New	306 331	6 577 013	210.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (879)
41 New	307 781	6 577 113	205.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O!	hub: 94.0 m (880)

To be continued on next page...

Project:

Kjolen

Printed/Page

11.05.2011 12:19 / 3

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Tove Risberg / tove.risberg@vindteknikk.no

Calculated:

11.05.2011 12:16/2.7.486

**PARK - Main Result****Calculation:** Produksjonsberegninger Vestas V112 3.0MW

...continued from previous page

UTM WGS84 Zone: 33

	East	North	Z	Row data/Description
	UTM WGS84 Zone: 33		[m]	
42 New	304 881	6 577 313	215.0	VESTAS V112 3000 112.0 !O! hub: 94.0 m (881)
43 New	306 331	6 577 613	220.7	VESTAS V112 3000 112.0 !O! hub: 94.0 m (882)

Project:

Kjolen

Printed/Page

21.10.2011 12:55 / 1

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Tove Marit Risberg / tove.risberg@vindteknikk.no

Calculated:

21.10.2011 09:33/2.7.486

PARK - Main Result

Calculation: Nordex_N117_130MW_120m_altB

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings

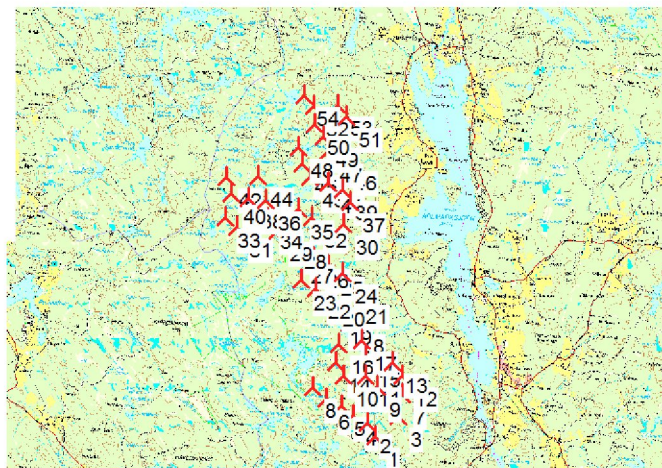
Individual per WTG
 Air density calculation mode
 Result for WTG at hub altitude 1.216 kg/m³ to 1.225 kg/m³
 Air density relative to standard 99.8 %
 Hub altitude above sea level (asl) 305.0 m to 380.0 m
 Annual mean temperature at hub alt. 3.8 °C to 4.3 °C
 Pressure at WTGs 967.0 hPa to 976.0 hPa

Wake Model Parameters

Wake Decay Constant 0.075 Open farmland

Wake calculation settings

Angle [°]	Wind speed [m/s]
start end step	start end step
0.5 360.0 1.0	0.5 30.5 1.0



▲ New WTG

Scale 1:200 000

Resource file(s)

L:\...04_Kjolen\Analyser\11_WAsP\Wind_maps\WRF_WAsP-metodikk\raaKart\120m\weighted_Kjolen_120m_weight_exp_0_120magl_110mazp.wrg

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result		GROSS (no loss)	Park efficiency	Capacity factor	Mean WTG result	Full load hours	Mean wind speed @hub height
	[MWh/y]	[MWh]						
Wind farm	454 040.8	422 257.9	500 217.5	90.8	37.2	7 819.6	3 258	6.9

*) Based on Result-7.0%

Calculated Annual Energy for each of 54 new WTGs with total 129.6 MW rated power

Terrain	WTG type		Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Annual Energy		Park Efficiency	Mean wind speed
	Valid	Manufact.					Type-generator	Creator	Name	Result		
1 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	9 195.4	8 552	95.0	7.17
2 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 747.6	8 135	92.9	7.04
3 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 813.9	8 197	93.3	7.06
4 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 479.5	7 886	92.7	6.92
5 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 621.8	8 018	92.4	6.99
6 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 639.3	8 035	92.9	6.95
7 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 806.2	8 190	91.9	7.12
8 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 442.7	7 852	94.1	6.78
9 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 541.9	7 944	89.8	7.09
10 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 179.0	7 606	88.0	6.98
11 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 111.5	7 544	88.3	6.93
12 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 639.6	8 035	91.3	7.06
13 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 286.8	7 707	89.9	6.91
14 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	7 941.7	7 386	89.7	6.76
15 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	7 989.7	7 430	88.1	6.86
16 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 053.1	7 489	90.6	6.80
17 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	7 891.0	7 339	89.6	6.74
18 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 552.1	7 953	91.5	7.04
19 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 444.9	7 854	92.0	6.94
20 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 627.1	8 023	91.4	7.05
21 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 372.8	7 787	91.2	6.89
22 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 331.5	7 748	90.8	6.92
23 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 396.2	7 808	91.5	6.90
24 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 178.1	7 606	90.0	6.87
25 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 511.5	7 916	89.3	7.09
26 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 670.7	8 064	90.1	7.14
27 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 673.4	8 066	90.8	7.10
28 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 563.9	7 964	91.7	6.98
29 A	Yes	NORDEX	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 384.9	7 798	91.2	6.91

To be continued on next page...

Project:

Kjolen

Printed/Page

21.10.2011 12:55 / 2

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Tove Marit Risberg / tove.risberg@vindteknikk.no

Calculated:

21.10.2011 09:33/2.7.486

PARK - Main Result

Calculation: Nordex_N117_130MW_120m_altB

...continued from previous page

Terrain	WTG type		Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Annual Energy		Park	
	Valid	Manufact. Type-generator					Creator	Name	Result	Result-7.0%	Efficiency	Mean wind speed
			[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[%]	[m/s]
30 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 181.6	7 609	90.9	6.79
31 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 576.7	7 976	92.9	6.92
32 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	7 991.8	7 432	88.3	6.81
33 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 614.0	8 011	93.4	6.90
34 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 601.9	8 000	90.4	7.09
35 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	7 926.0	7 371	88.0	6.81
36 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 339.4	7 756	89.5	6.96
37 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 464.0	7 871	90.6	6.96
38 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 277.5	7 698	89.8	6.93
39 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 334.5	7 751	89.7	6.96
40 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 616.3	8 013	91.9	6.99
41 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 100.8	7 534	88.0	6.91
42 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 704.7	8 095	94.5	6.90
43 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 039.0	7 476	87.6	6.88
44 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 105.6	7 538	90.4	6.77
45 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 319.8	7 737	88.2	7.00
46 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 210.3	7 636	89.4	6.88
47 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 235.5	7 659	87.5	7.00
48 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 331.6	7 748	90.3	6.89
49 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 419.3	7 830	88.3	7.05
50 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 435.3	7 845	89.8	6.98
51 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 673.2	8 066	91.3	7.00
52 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 631.9	8 028	92.3	7.01
53 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 209.7	7 635	91.2	6.76
54 A	Yes	NORDEX N117-2 400	2 400	117.0	120.0	10.0	USER	Level 0 - calculated -- 01-2011	8 612.6	8 010	94.9	6.90

WTG siting

UTM WGS84 Zone: 33

	East	North	Z	Row data/Description
UTM WGS84 Zone: 33			[m]	
1 New	308 172	6 567 984	232.3	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1402)
2 New	307 975	6 568 350	225.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1403)
3 New	308 792	6 568 515	228.8	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1404)
4 New	307 600	6 568 543	220.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1405)
5 New	307 286	6 568 811	224.7	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1406)
6 New	306 860	6 568 992	225.9	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1407)
7 New	308 886	6 569 109	223.2	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1408)
8 New	306 515	6 569 291	212.3	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1409)
9 New	308 223	6 569 306	230.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1410)
10 New	307 339	6 569 586	220.8	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1411)
11 New	307 933	6 569 586	213.3	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1412)
12 New	308 897	6 569 604	210.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1413)
13 New	308 628	6 569 942	200.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1414)
14 New	307 133	6 569 946	203.1	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1415)
15 New	307 916	6 570 107	203.1	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1416)
16 New	307 200	6 570 445	195.7	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1417)
17 New	307 814	6 570 538	185.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1418)
18 New	307 492	6 571 008	208.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1419)
19 New	307 148	6 571 227	208.3	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1420)
20 New	306 965	6 571 726	220.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1421)
21 New	307 588	6 571 794	201.2	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1422)
22 New	306 583	6 571 926	220.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1423)
23 New	306 217	6 572 154	229.8	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1424)
24 New	307 298	6 572 328	204.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1425)
25 New	306 922	6 572 534	226.9	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1426)
26 New	306 536	6 572 734	240.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1427)
27 New	306 120	6 572 879	253.2	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1428)
28 New	305 956	6 573 250	252.2	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1429)
29 New	305 559	6 573 459	245.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1430)
30 New	307 326	6 573 640	205.8	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1431)

To be continued on next page...

Project:

Kjolen

Printed/Page

21.10.2011 12:55 / 3

Licensed user:

Kjeller Vindteknikk AS

Gunnar Randres vei 12

NO-2007 Kjeller

(+47) 480 50 480

Tove Marit Risberg / tove.risberg@vindteknikk.no

Calculated:

21.10.2011 09:33/2.7.486

PARK - Main Result**Calculation: Nordex_N117_130MW_120m_altB**

...continued from previous page

UTM WGS84 Zone: 33

	East	North	Z	Row data/Description
UTM WGS84 Zone: 33	[m]			
31 New	304 502	6 573 573	250.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1432)
32 New	306 492	6 573 806	223.8	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1433)
33 New	304 179	6 573 806	245.2	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1434)
34 New	305 319	6 573 803	260.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1435)
35 New	306 141	6 574 058	233.8	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1436)
36 New	305 267	6 574 270	250.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1437)
37 New	307 523	6 574 219	213.9	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1438)
38 New	304 794	6 574 329	247.8	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1439)
39 New	307 317	6 574 559	210.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1440)
40 New	304 328	6 574 465	255.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1441)
41 New	306 935	6 574 729	220.8	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1442)
42 New	304 204	6 574 880	245.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1443)
43 New	306 431	6 574 891	232.6	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1444)
44 New	305 065	6 574 925	233.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1445)
45 New	306 228	6 575 237	245.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1446)
46 New	307 282	6 575 342	223.7	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1447)
47 New	306 898	6 575 563	233.9	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1448)
48 New	306 142	6 575 683	239.3	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1449)
49 New	306 793	6 575 973	245.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1450)
50 New	306 561	6 576 308	238.5	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1451)
51 New	307 418	6 576 492	228.4	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1452)
52 New	306 536	6 576 783	221.1	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1453)
53 New	307 190	6 576 822	210.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1454)
54 New	306 287	6 577 073	210.0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120.0 m (1455)