

Liite 19

Välkemmaallinnus 2025, Ramboll Finland Oy

Vastaanottaja
Erikoissijoitusrahasto UB Uusiutuva Energia

Asiakirjatyyppi
Raportti

Päivämäärä
17.9.2025

Viite
1510082839

TERVAKANKAAN TUULIVOIMAHANKE

VÄLKEMALLINNUS

TERVAKANKAAN TUULIVOIMAHANKE VÄLKEMALLINNUS

Päivämäärä **17.9.2025**
Laatija **Maria Niemi**
Tarkastaja **Ville Virtanen**
Ramboll Finland Oy

Viite 1510082839

SISÄLTÖ

1.	Yleistä	1
2.	Vertailuarvot	1
3.	Vaikutusmekanismit	1
4.	Mallinnusmenetelmä ja lähtötiedot	2
4.1	Mallinnusohjelma ja laskentamalli	2
4.2	Väkelaskenta	2
4.3	Maastomalli	3
4.4	Tuulivoimalatiedot	3
4.5	Laskentojen epävarmuus	3
5.	Mallinnustulokset	4
6.	Yhteenveto ja johtopäätökset	4
LÄHTEET	5	
LIITTEET	5	

1. YLEISTÄ

Erikoissijoitusrahasto UB Uusiutuva Energian hankeyhtiö Tuulipuisto Tervakangas suunnittelee Puolangan kunnan Tervakankaan alueelle tuulivoimahanketta. Tässä selvityksessä tutkittiin Tervakankaan tuulivoimalaitosten aiheuttamia välkevaikutuksia. Ympäristöministeriön Tuulivoimarakentamisen suunnittelu (Ympäristöhallinnon ohjeita 5/2016) oppaan mukaisesti liikkuvasta varjosta puhutaan välkkeenä.

Työ on tehty Erikoissijoitusrahasto UB Uusiutuva Energian toimeksiannosta. Välkemallinnuksen ja raportoinnin on tehnyt Ramboll Finland Oy:stä suunnittelija ins. (AMK) Maria Niemi.

2. VERTAILUARVOT

Tuulivoimaloista aiheutuvalle välkkeelle ei ole määritelty Suomessa raja- tai ohjearvoja. Ympäristöministeriön julkistamassa Tuulivoimarakentamisen suunnittelu (Ympäristöhallinnon ohjeita 5/2016) oppaassa suositellaan käyttämään apuna muiden maiden suosituksia välkkeen rajoittamisesta. ^[1]

Eri maissa on annettu suunnitteluarvoja tai raja-arvoja välkkeen määrälle asutukselle tai muille altistuville kohteille. Saksassa on annettu ohjeistus (WEA-Schattenwurf-Hinweise) mallintamiseen sekä raja-arvot maksimivälketilanteessa (Worts Case) sekä todellisessa tilanteessa (Real Case) ^[2]. Ruotsalaisessa suunnitteluohjeistuksessa viitataan saksalaiseen ohjeistukseen ja suositukset perustuvat pitkälti saksalaiseen ohjeistukseen ^[3]. Tanskassa on ohjeistuksena annettu, että vuotuinen todellinen välkemäärä tulee rajoittaa kymmeneen tuntiin vuodessa ^[4].

Taulukko 1. Esimerkkejä muiden maiden suosituksista ja raja-arvoista välkkeen esiintymisen osalta.

Maa	Real Case	Worst Case
Saksa	8 tuntia/vuosi	30 tuntia/vuosi 30 min/päivä
Ruotsi	8 tuntia/vuosi 30 min/päivä	-
Tanska	10 tuntia/vuosi	-

3. VAIKUTUSMEKANISMIT

Toiminnassa olevat tuulivoimalat voivat aiheuttaa liikkuvaa varjoa eli välkettä ympäristöönsä, kun auringon säteet suuntautuvat tuulivoimalan lapojen takaa tiettyyn katselupisteeseen. Tällöin roottorin lapojen pyöriminen aiheuttaa liikkuvan varjon ja varjojen liikkumisnopeus riippuu roottorin pyörimisnopeudesta.

Välkevaikutus syntyy sääolojen, vuodenajan ja vuorokauden ajan mukaan, joten välkettä on havaittavissa tietyssä katselupisteessä vain tiettyjen valaistusolosuhteiden täytyessä ja tiettyinä aikoina vuorokaudesta ja vuodesta. Välkettä ei esiinny, kun aurinko on pilvessä tai kun tuulivoimala ei ole käynnissä, tai auringon asema on välkkeen muodostumiselle epäedullinen. Myös tuulen suunnalla on vaikutusta varjon muodostukselle. Poikittain aurinkoon oleva voimala aiheuttaa erilaisen varjon kuin kohtisuoraan aurinkoon suuntautunut voimala.

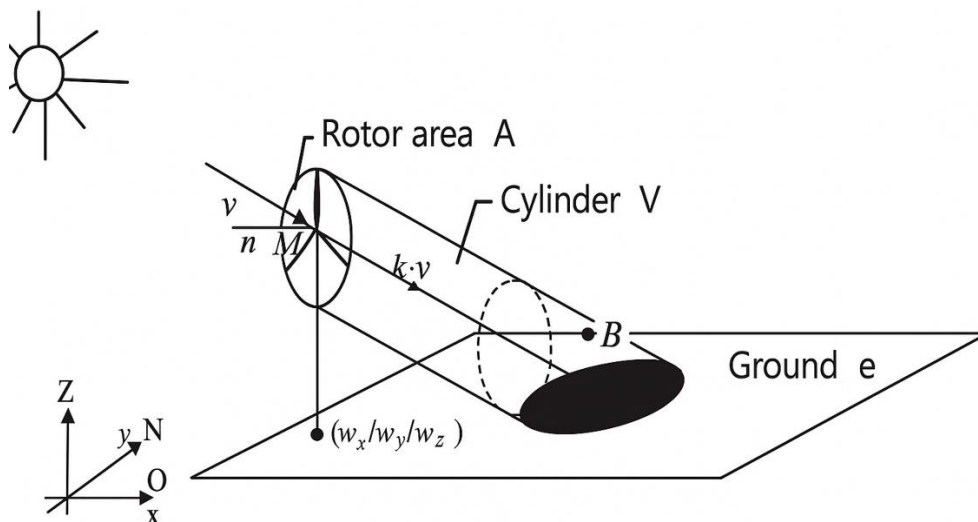
Laajimmalle varjo ulottuu, kun aurinko on matalalla. Toisaalta kun aurinko laskee riittävän matalalle, yhtenäistä varjoa ei enää muodostu. Tällöin valonsäteet joutuvat kulkemaan pitemmän matkan ilmakehän läpi, jolloin säteily hajaantuu. Vaikutusalueen koko riippuu tuulivoimalamallin dimensioista ja lavan muodosta sekä alueellisista sääolosuhteista sekä maasto-olosuhteista (met-sä, mäki jne.).

4. MALLINNUSMENETELMÄ JA LÄHTÖTIEDOT

4.1 Mallinnusohjelma ja laskentamalli

Tuulivoimaloiden aiheuttaman välkkeen esiintymisalue ja esiintymistiheys laskettiin EMD WindPRO 4.0 -ohjelman Shadow -moduulilla, joka laskee kuinka usein ja minkälaisina jaksoina tietty kohde on tuulivoimaloiden luoman liikkuvan varjon alaisena (kuva 1). Ohjelma on yleisesti käytössä tuulivoimaloiden aiheuttaman välkkeen mallinnuksessa. Lisätietoja ohjelmasta ja laskentamallin kuvauksen saa internet-osoitteesta <http://www.emd.dk/> löytyvästä ohjelman käyttöohjeesta [5].

Windpro-Ohjelmalla voidaan tehdä kahdentyyppisiä laskentoja, niin sanottuja äärimmäinen tapaus (*Worst Case*)- ja todellinen tilanne (*Real Case*) -laskelmia. Välkevyöhykekartan lisäksi ohjelmalla voidaan laskea yksittäisiin reseptoripisteisiin kohdistuvaa välkevaikutusta.



Kuva 1. Tuulivoimalan aiheuttaman liikkuvan varjon alue [5]

4.2 Välkelaskenta

Laskentapisteen väliseksi etäisyydeksi määritettiin 10 metriä. Laskennan tarkastelukorkeutena käytettiin 1,5 metriä, eli noin ihmisen silmäkorkeutta. Laskennassa käytetyn saksalaisen ohjeituksen (joka on yleisesti käytössä oleva laskentatapa) mukaan välkevaikutusta laskettaessa auringonpaistekulman raja horisontista on kolme astetta, jonka alle menevää auringon säteilyä ei oteta huomioon ja laskennassa roottorin lavan tulee peittää vähintään 20 % auringosta [2].

Mallinnuksissa ei huomioida puuston ja rakennusten aiheuttamaa peittovaikutusta, jotka voivat rajoittaa merkittävästi välkkeen esiintyvyyttä maanpinnan tasolla. Selvitystä on täydennetty erillisellä mallinnuksella, jossa on huomioitu puuston peittovaikutus käyttämällä LUKE:n puuston keskipituus -aineistoa [8].

Worst Case -laskenta antaa teoreettisen maksimivälkemäärän. Laskenta olettaa auringon paistavan koko ajan (auringonnoususta auringonlaskuun) ja tuulivoimaloiden oletetaan käyvän koko ajan sekä tuulen suunnan seuraavan aurinkoa siten, että välkettä syntyy tarkastelupisteeseen aina maksimaalinen määrä. Worst Case -laskennan vuosi-arvot eivät siten vastaa tulevaa todellista vuosittaista välkevaikutusta tuulivoimaloiden ympäristössä.

Real Case -laskennoissa huomioidaan alueen tuulisuus- ja auringonpaistetiedot [7]. Worst case -tuloksista tehdään vähennykset auringonpaistetietoihin ja käyttötuntitietoihin (tuulensuunta sektoreittain) perustuen, josta saadaan Real case -tulos. Auringonpaisteisuustietona käytettiin Ilmatieteen laitoksen Oulunsalo Oulun lentoaseman sääaseman keskiarvoisia auringonpaisteisuustietoja ilmastolliselta vertailukaudelta 1981–2010 (Taulukko 2). [6] Tuulivoimaloiden vuotuiseksi toiminta-ajaksi määritettiin Suomen Tuuliatlaksen tiedoista 96 % (Taulukko 3). Toiminta-ajat laskettiin 12 suuntasektorille olettaen, että tuulivoimalat toimivat tuulennopeuden ollessa napakorkeudella yli 3 m/s.

Taulukko 2 Real Case -laskennassa käytetyt keskimääräiset auringonpaisteisuustunnit eri kuukausina (tuntia päivässä).

Tam	Hel	Maa	Huh	Tou	Kes	Hei	Elo	Syy	Lok	Mar	Jou
0,77	2,46	4,42	6,93	8,81	9,87	9,13	6,84	4,43	2,23	0,93	0,26

Taulukko 3. Real Case -laskennassa käytetty vuotuinen toiminnallinen aika (tuntia vuodessa) tuulen-suuntasektoreittain.

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
530	385	400	491	604	663	761	1087	1189	1137	647	487	8381

Real Case -välkevyöhykelaskennan lisäksi laskentoja tehtiin myös yksittäisiin reseptoripisteisiin hankealueen ympäristössä.

4.3 Maastomalli

Maastomalli on laadittu Maanmittauslaitoksen korkeusmalliaineistosta. Maastomallissa ei huomioitu puustoa tai rakennuksia.

4.4 Tuulivoimalatiedot

Tervakankaan välkelaskennoissa huomioitiin Tervakankaan 9 tuulivoimalaa taulukon 4 mukaisilla sijainneilla.

Mallinnus tehtiin käyttäen napakorkeutta 200 m ja roottorin halkaisijaa 200 metriä. Roottorikoon ja napakorkeuden lisäksi myös lavan muoto ja leveys vaikuttavat maksimivälke-etäisyyteen, joka mallinnusohjelman mukaan on tälle laitosmallille noin 2 137 metriä. Lavan leveystietoina käytettiin:

- Max blade width (lavan maksimileveys) = 4,80 m
- Blade width for 90 % radius (lavan leveys 90 % etäisyydellä tyvestä) = 1,50 m

Taulukko 4. Tuulivoimalaitosten koordinaatit (ETRS-TM35FIN).

Tuulivoimala	x	y
1	547986	7209060
2	547937	7209598
3	547224	7209505
4	546482	7209290
5	548809	7210153
6	548269	7210809
7	548276	7210171
8	548996	7209162
9	547966	7211420

4.5 Laskentojen epävarmuus

Koska Worst Case -laskenta perustuu auringon asemaan suhteessa tuulivoimalaitokseen ja tarkastelupisteeseen, voidaan laskennan tarkkuutta pitää hyvinkin luotettavana, kun määritetään välkkeen mahdollisia esiintymisajankohtia. Kun tarkoituksena on ennustaa todellista välkkeen esiintyvyyttä alueella vuoden aikana, ei Worst Case -mallinnus vastaa todellisuutta.

Real Case -mallinnuksessa käytetään keskimääräisiä auringonpaisteisuustietoja ja Tuuliatlaksen mukaan määritettyjä tuulen suuntien toiminnallisia aikoja. Mallinnuksen mukainen Real case -

tulos kuvaa tavanomaisen vuoden tilannetta. Välkevaikutusten todellinen tilanne siis vaihtelee eri vuosina, koska välkkeen esiintyminen tietyssä katselupisteessä tietyllä hetkellä edellyttää, että

- aurinko paistaa tuulivoimalaitosten roottorin takaa tarkastelupisteeseen
- tuulivoimala pyörii ja tuulivoimalan roottorin asento mahdollistaa liikkuvan varjon syntymisen takana olevaan tarkastelupisteeseen
- ilman kirkkaus mahdollistaa varjon syntyvän

Real Case -mallinnuksessa tuotetaan paras mahdollinen ennuste tulevasta välke-tilanteesta alueella. Mallissa ei kuitenkaan huomioida rakennusten ja puuston peitevaikutusta. Jos tuulivoimalat eivät ole nähtävissä, eivät ne myöskään aiheuta välkevaikutuksia. Mallinnusta on täydennetty erillisellä välkemallinnuksella, jossa on otettu puusto huomioon.

5. MALLINNUSTULOKSET

Tervakankaan tuulivoimahankkeen välkkeen esiintymiskartat ja reseptoripisteiden sijainnit on esitetty liitteessä 1. Väkelaskennan tulokset käyvät ilmi jäljempänä esitettävästä taulukosta (Taulukko 5). Potentiaaliset välkkeen esiintymisajankohdat reseptoreissa on esitetty liitteessä 2.

Mallinnuksen perusteella Tervakankaan tuulivoimaloista aiheutuvat vuotuiset välkemäärät ylittävät 8 tuntia vuodessa reseptoripisteiden 3, 8 ja 9 (asuinrakennukset) kohdalla. Puusto huomioon otettuna ylityksiä muodostuu samoihin reseptoripisteisiin.

Taulukko 5. Reseptoripistelaskentojen tulokset.

Reseptori	Real Case, h/a*	Puusto huomioitu Real Case, h/a*	Reseptorin käyttötarkoitus
1	2:17	2:17	Asuinrakennus
2	4:09	4:09	Asuinrakennus
3	10:22	10:22	Asuinrakennus
4	5:14	0:00	Lomarakennus
5	0:00	0:00	Lomarakennus
6	0:00	0:00	Lomarakennus
7	0:00	0:00	Lomarakennus
8	13:50	13:50	Asuinrakennus
9	11:58	11:58	Asuinrakennus

*tuntia vuodessa

6. YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Välkemallinnuksella tarkasteltiin Puolangan Tervakankaan alueelle suunniteltujen tuulivoimaloiden välkevaikutuksia tuulivoimaloiden ympäristössä. Laitosmallin napakorkeutena käytettiin 200 m ja roottorin halkaisijana 200 m, josta yhteenlaskettuna tuulivoimalan kokonaiskorkeudeksi tulee enimmäiskokonaiskorkeus 300 m. Voimaladimensioista roottorin läpimitalla ja lavan paksuudella, on merkittävin vaikutus välkemääriin ympäristössä.

Suomen säädöksissä ei ole määritetty sitovia ohje- tai raja-arvoja tuulivoimaloiden aiheuttamalle välkkeelle. Tervakankaan tuulivoimahankkeen välkemallinnuksen tulosten mukaan hankkeen ympäristössä jää reseptoripisteet 3, 8 ja 9 (asuinrakennukset) välkevaikutusalueelle, jossa vuotuinen välkemäärä ylittää 8 tuntia (käytetty Saksassa ja Ruotsissa). Puusto huomioon otettuna ylityksiä muodostuu samoihin reseptoripisteisiin.

Mallinnus antaa laskennallisen tuloksen ympäristöön kohdistuvasta välkevaikutuksesta. Vuosittaiseen todelliseen välkevaikutukseen vaikuttaa, kuinka tarkkaan vuosittainen tuulivoimaloiden toiminta ja sääolosuhteet vastaavat mallinnuksessa käytettyjä arvoja, sekä lisäksi muun muassa voimaloiden näkyminen tai näkymisen estyminen esimerkiksi puuston tai rakennusten vuoksi. Puuston on kuitenkin oltava riittävän tiheää ja korkeata sekä suojata altistuvaa kohdetta katta-

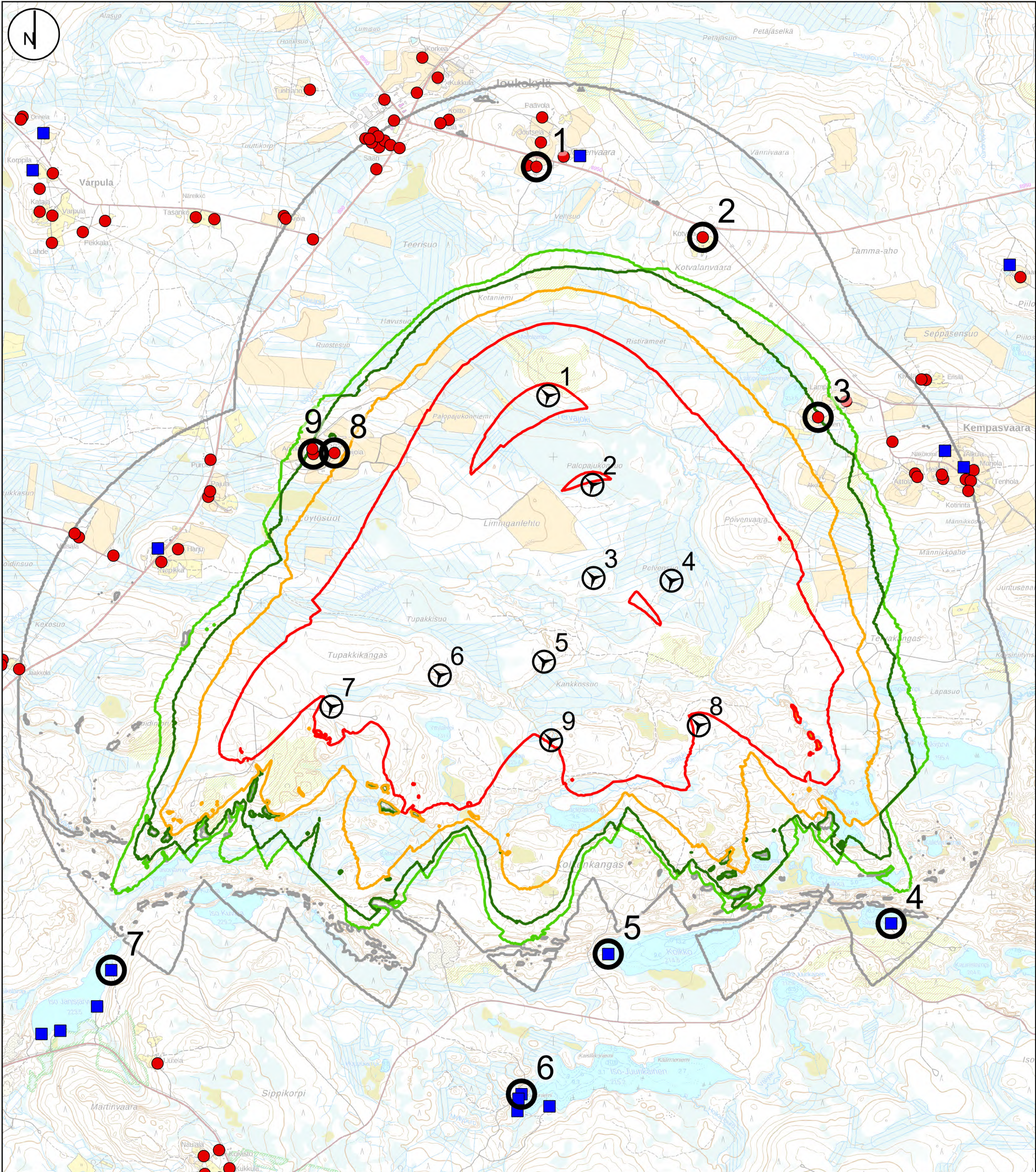
vasti. Myös vuodenajan vaihtelut on huomioitava puuston kyvyssä rajoittaa tuulivoimaloiden näkyvyyttä. Jos tuulivoimalat eivät näy häiriintyvään kohteeseen, ei myöskään välkettä aiheudu.

LÄHTEET

1. Tuulivoimarakentamisen suunnittelu, Ympäristöhallinnon ohjeita 5/2016
2. Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen, WEA-Shattenwurf-Hinweise
3. Vindkraftshandboken - Planering och prövning av vindkraftverk på land och i kustnära vattenområden, Boverket 2009
4. Vejledning om planlægning for og tilladelse til opstilling af vindmøller, Naturstyrelsen, Miljøministeriet 2015
5. EMD International A/S. WindPRO 3.6. User Manual: Energy.
6. Ilmatieteen laitos, Tilastoja Suomen ilmastosta 1981–2010, Raportteja 2012:1
7. Ilmatieteen laitos. Suomen Tuuliatlas. Saatavilla osoitteesta: <http://tuuliatlas.fmi.fi/fi/>
8. LUKE Luonnonvarakeskus, Avoimien aineistojen tiedostopalvelu, puuston keskipituus 2021

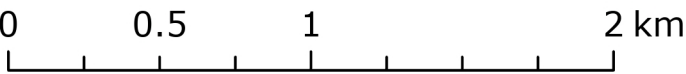
LIITTEET

- | | |
|---------|--|
| Liite 1 | Real Case -laskennan välkevyöhykkeet |
| Liite 2 | Kalenterit välkkeen mahdollisen esiintymisen ajankohdista reseptoripisteissä |



**Tervakangas-länsi
välkemallinnus**

Mittakaava (A4): 1:25 000



Välkemallinnus
(WindPro 4.0)

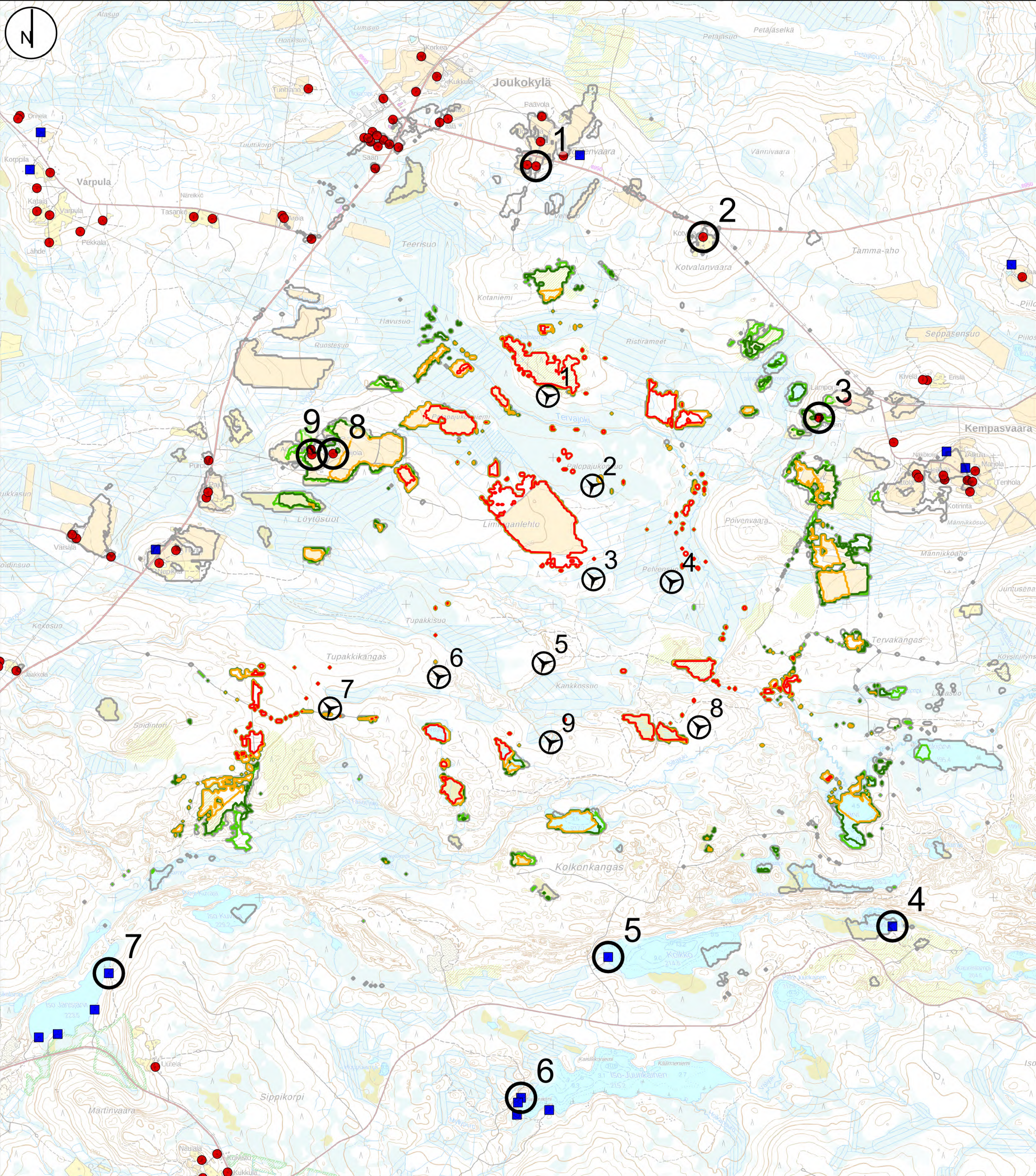
Tervakangas WTG:
Napakorkeus (HH) 200 m
Roottorin halkaisija (RD) 200 m
Kokonaiskorkeus (TH): 300 m

16.9.2025 MN

Välketuntia vuodessa
Real Case -mallinnus

- 0
- 8
- 10
- 15
- 30

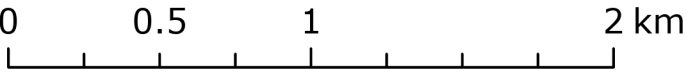
- Tuulivoimalat
- Reseptorit
- Asuinrakennukset
- Lomarakennukset



**Tervakangas-länsi
välkemallinnus**

Huomioitu puuston vaikutus

Mittakaava (A4): 1:25 000



Välkemallinnus
(WindPro 4.0)

Tervakangas WTG:
Napakorkeus (HH) 200 m
Roottorin halkaisija (RD) 200 m
Kokonaiskorkeus (TH): 300 m

16.9.2025 MN

Väldetuntia vuodessa
Real Case -mallinnus

- 0
- 8
- 10
- 15
- 30

Tuulivoimalat

Reseptorit

- Asuinrakennukset
- Lomarakennukset

Project:

Tervakangas_valke

Licensed user:

Ramboll Deutschland GmbH
Elisabeth-Consbruch-Straße 3
DE-34131 Kassel

Maria Niemi / maria.niemi@ramboll.fi

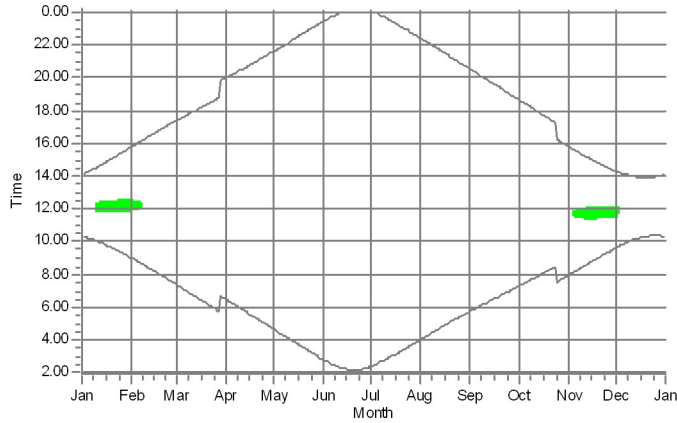
Calculated:

16.9.2025 15.19/4.0.540

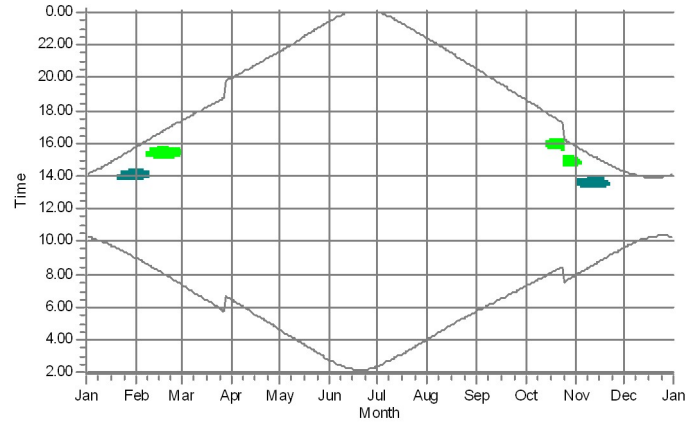
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Tervakangas_Valkemallinnus_16092025

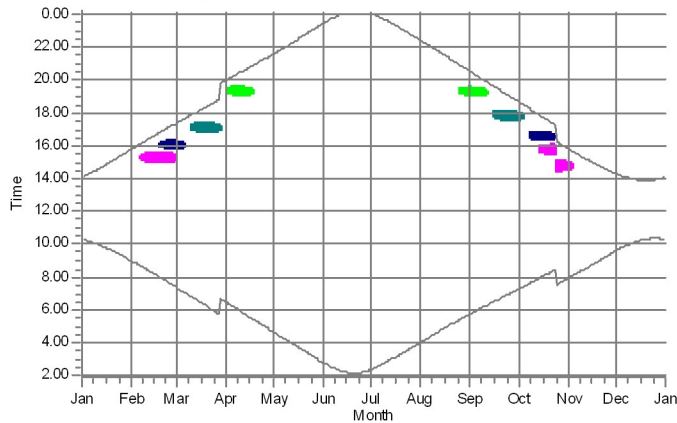
1: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (15)



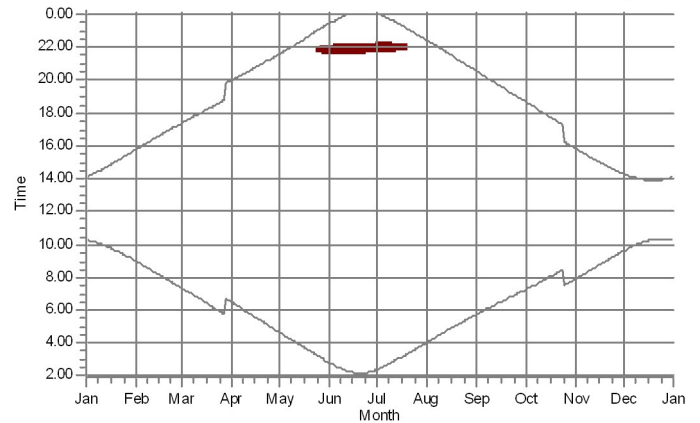
2: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (16)



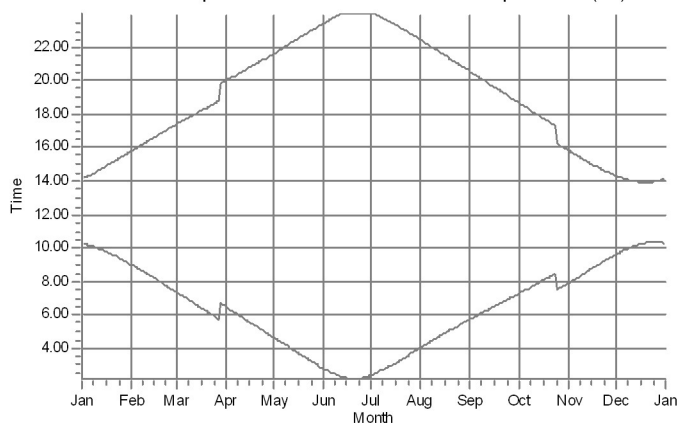
3: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (10)



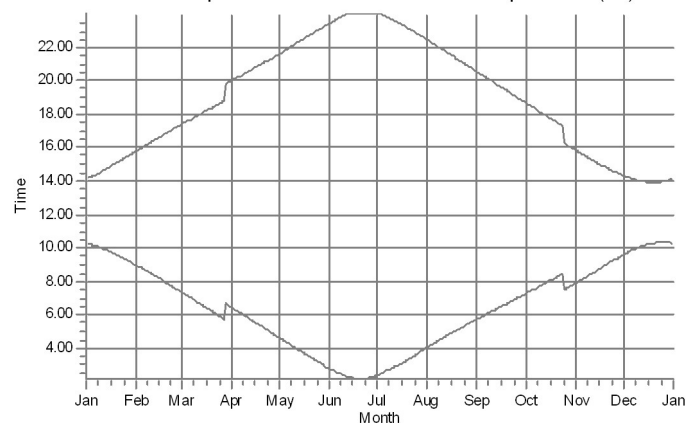
4: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (13)



5: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (14)



6: Shadow Receptor: 1.0 × 1.0 Azimuth: 0.0° Slope: 90.0° (17)



WTGs

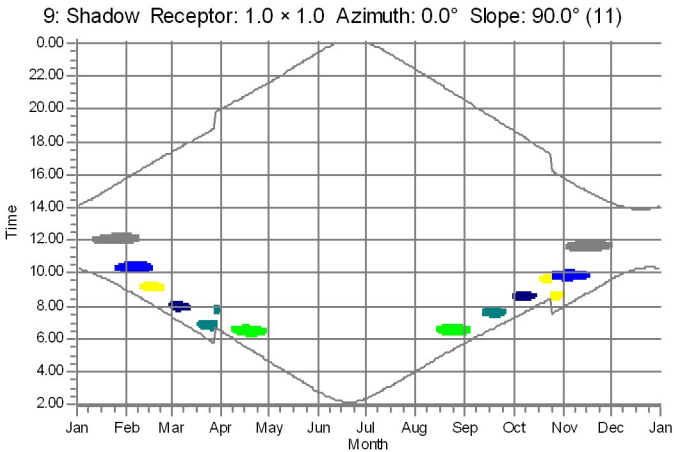
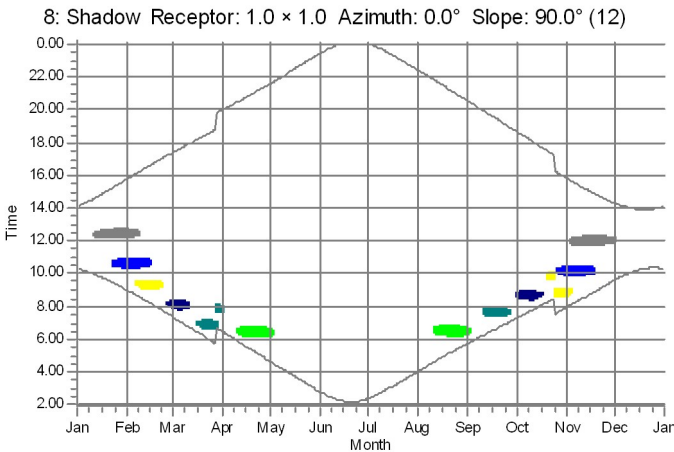
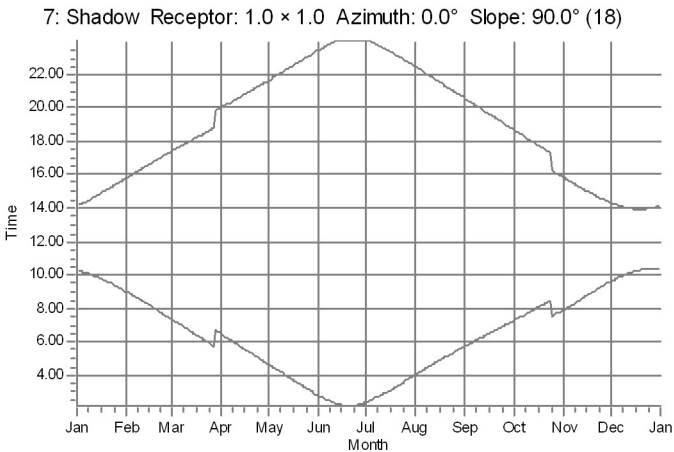
4: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (14)
2: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (15)
3: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (16)

8: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (17)
1: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (18)

Project:
Tervakangas_valke

Licensed user:
Ramboll Deutschland GmbH
Elisabeth-Consbruch-Straße 3
DE-34131 Kassel
-
Maria Niemi / maria.niemi@ramboll.fi
Calculated:
16.9.2025 15.19/4.0.540

SHADOW - Calendar, graphical
Calculation: Tervakangas_Valkemallinnus_16092025



WTGs

- 5: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (11)
- 6: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (12)
- 7: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (13)

- 2: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (15)
- 3: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (16)
- 1: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (18)

SHADOW - Main Result

Calculation: Tervakangas_Valkemallinnus_16092025

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 (Average daily sunshine hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0.77	2.46	4.42	6.93	8.81	9.87	9.13	6.84	4.43	2.23	0.93	0.26

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
530	385	400	491	604	663	761	1 087	1 189	1 137	647	487	8 381

Monthly aggregation of real case reduction

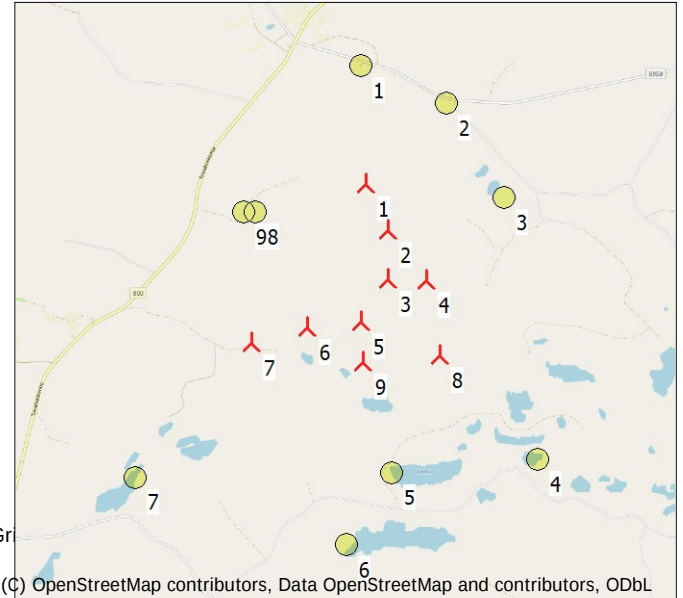
A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:

Height contours used: Elevation Grid Data Object: Tervakangas_valke_EMDGr

Receptor grid resolution: 1.0 m

All coordinates are in

Finish TM ETRS-TM35FIN-ETRS89



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

Scale 1:100 000

▲ New WTG

● Shadow receptor

WTGs

	East	North	Z	Row data/Description	WTG type		Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.				Calculation distance [m]	RPM [RPM]
			[m]								
1	547 966	7 211 420	215.7	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
2	548 269	7 210 809	214.9	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
3	548 276	7 210 171	216.0	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
4	548 809	7 210 153	206.0	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
5	547 937	7 209 598	223.0	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
6	547 224	7 209 505	241.0	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
7	546 482	7 209 290	244.0	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
8	548 996	7 209 162	217.0	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
9	547 986	7 209 060	221.0	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -

Shadow receptor-Input

No.	East	North	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
1	547 885	7 212 988	253.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
2	549 023	7 212 506	257.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
3	549 812	7 211 271	225.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
4	550 312	7 207 804	209.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
5	548 376	7 207 595	215.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
6	547 783	7 206 638	221.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
7	544 976	7 207 485	230.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
8	546 503	7 211 027	242.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
9	546 358	7 211 020	244.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0

Calculation Results

Shadow receptor

Shadow, worst case

Shadow, expected values

No.	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]
1	23:44	56	0:31	2:17
2	29:12	78	0:31	4:09
3	52:02	124	0:51	10:22

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Tervakangas_Valkemallinnus_16092025

...continued from previous page

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]
4	20:27	55	0:27	5:14
5	0:00	0	0:00	0:00
6	0:00	0	0:00	0:00
7	0:00	0	0:00	0:00
8	82:12	189	0:53	13:50
9	72:32	181	0:49	11:58

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

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (18)	70:20	12:52
2	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (15)	37:29	6:50
3	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (16)	20:59	3:44
4	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (14)	17:39	2:54
5	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (11)	13:42	1:59
6	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (12)	28:35	3:29
7	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (13)	35:34	3:36
8	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (17)	20:27	5:14
9	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (10)	0:00	0:00

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.

The calculation of the total expected values for a given receptor assumes a weighted average directional reduction for all WTGs contributing to shadow flicker within the same day. In the case where shadow flicker from different WTGs is not concurrent within the day, the total expected time at a given receptor may deviate marginally from the individual flicker time caused by each turbine separately.

Project:

Tervakangas_valke

Licensed user:

Ramboll Deutschland GmbH
Elisabeth-Consbruch-Stra   3
DE-34131 Kassel

Maria Niemi / maria.niemi@ramboll.fi

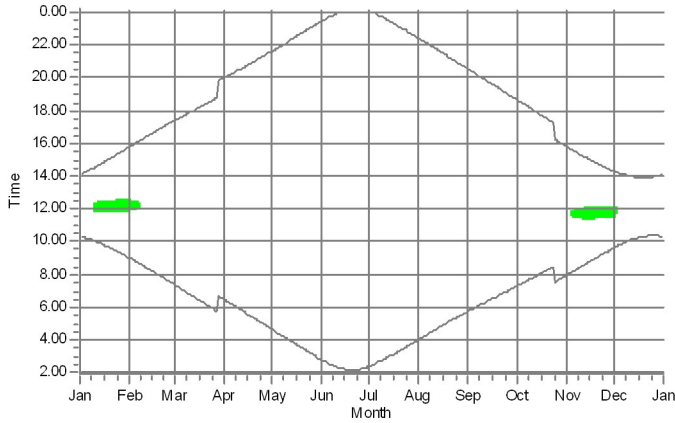
Calculated:

16.9.2025 15.26/4.0.540

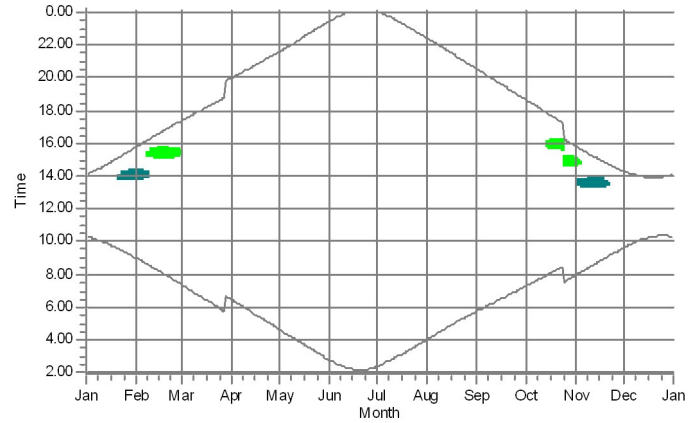
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Puusto_Tervakangas_Valkemallinnus_16092025

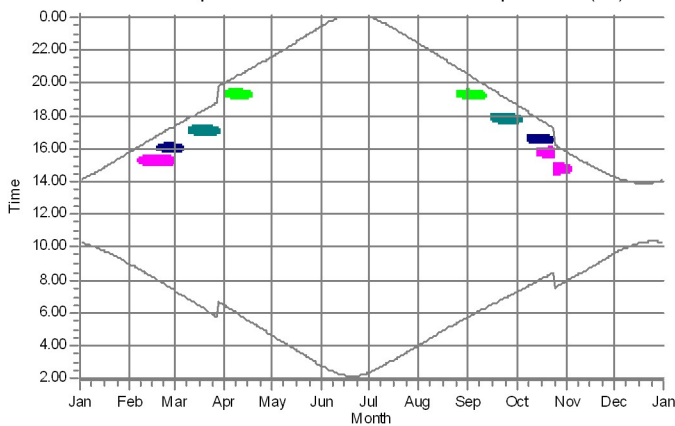
1: Shadow Receptor: 1.0 x 1.0 Azimuth: 0.0  Slope: 90.0  (15)



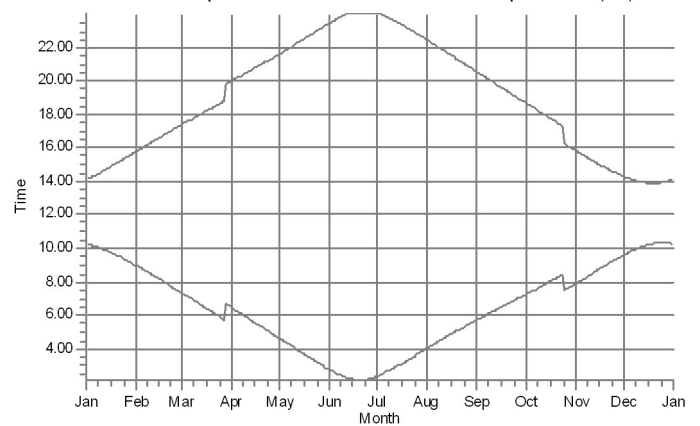
2: Shadow Receptor: 1.0 x 1.0 Azimuth: 0.0  Slope: 90.0  (16)



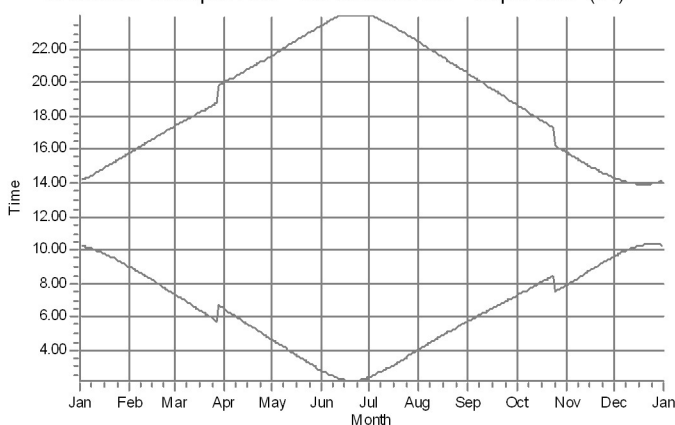
3: Shadow Receptor: 1.0 x 1.0 Azimuth: 0.0  Slope: 90.0  (10)



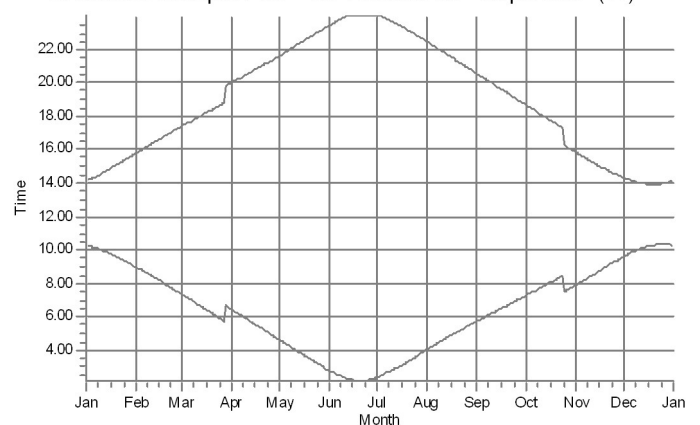
4: Shadow Receptor: 1.0 x 1.0 Azimuth: 0.0  Slope: 90.0  (13)



5: Shadow Receptor: 1.0 x 1.0 Azimuth: 0.0  Slope: 90.0  (14)



6: Shadow Receptor: 1.0 x 1.0 Azimuth: 0.0  Slope: 90.0  (17)



WTGs

4: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (14)

2: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (15)

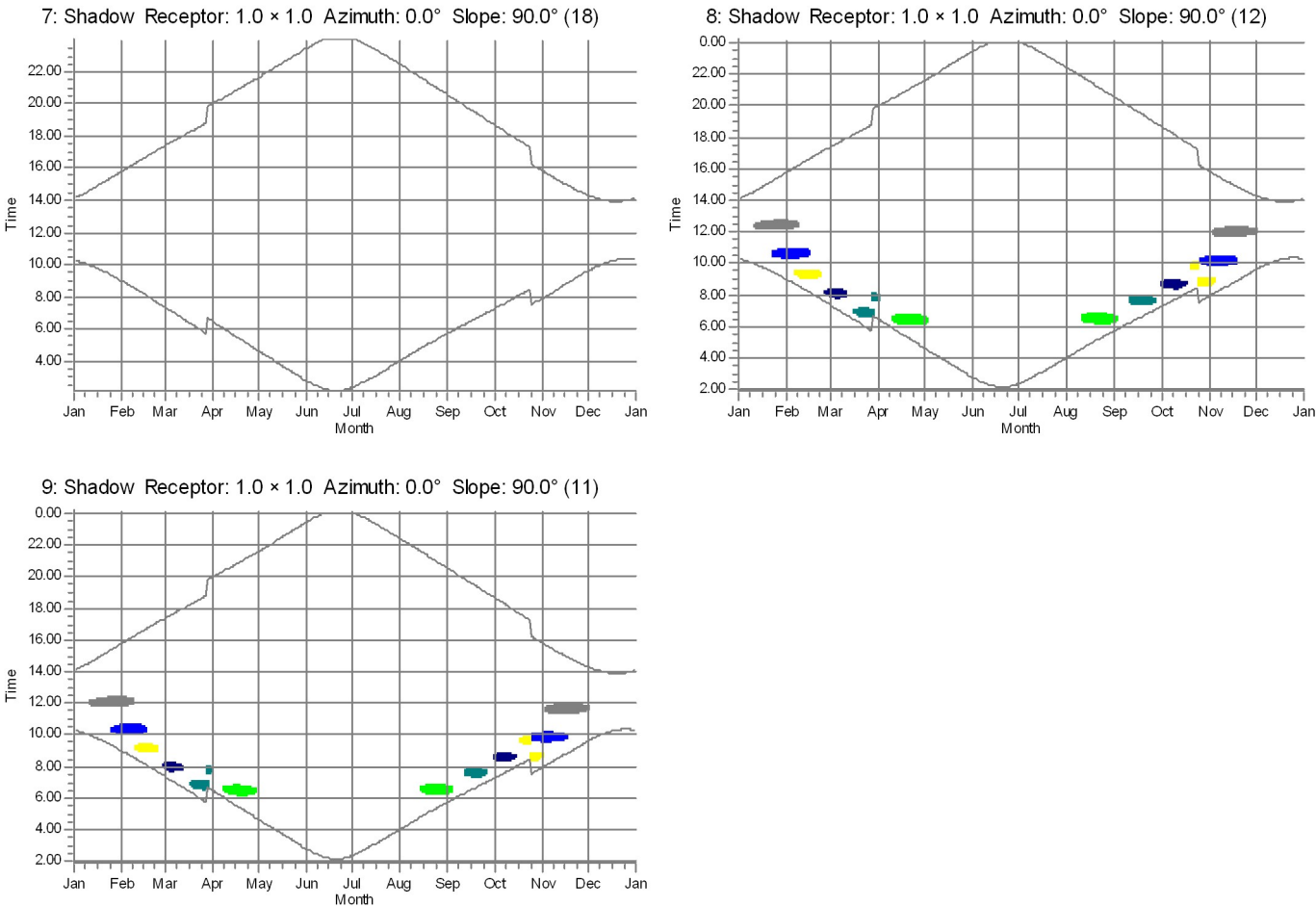
3: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (16)

1: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (18)

Project:
Tervakangas_valke

Licensed user:
Ramboll Deutschland GmbH
Elisabeth-Consbruch-Straße 3
DE-34131 Kassel
-
Maria Niemi / maria.niemi@ramboll.fi
Calculated:
16.9.2025 15.26/4.0.540

SHADOW - Calendar, graphical
Calculation: Puusto_Tervakangas_Valkemallinnus_16092025



WTGs

- 5: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (11)
- 6: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (12)
- 7: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (13)
- 2: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (15)
- 3: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (16)
- 1: VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (18)

Project:

Tervakangas_valke

Licensed user:

Ramboll Deutschland GmbH
Elisabeth-Consbruch-Straße 3
DE-34131 Kassel

Maria Niemi / maria.niemi@ramboll.fi

Calculated:

16.9.2025 15.26/4.0.540

SHADOW - Main Result

Calculation: Puusto_Tervakangas_Valkemallinnus_16092025

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 (Average daily sunshine hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0.77	2.46	4.42	6.93	8.81	9.87	9.13	6.84	4.43	2.23	0.93	0.26

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
530	385	400	491	604	663	761	1 087	1 189	1 137	647	487	8 381

Monthly aggregation of real case reduction

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: Elevation Grid Data Object: Tervakangas_valke_EMDGr

Area object(s) used in calculation:

Area object (Heights a.g.l. for e.g. Forest (ORA tool) or ZVI obstructions): REC

Receptor grid resolution: 1.0 m

All coordinates are in

Finish TM ETRS-TM35FIN-ETRS89



Scale 1:100 000
 ▲ New WTG ● Shadow receptor

WTGs

	East	North	Z	Row data/Description	WTG type		Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.				Calculation distance [m]	RPM
			[m]								[RPM]
1	547 966	7 211 420	215.7	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
2	548 269	7 210 809	214.9	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
3	548 276	7 210 171	216.0	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
4	548 809	7 210 153	206.0	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
5	547 937	7 209 598	223.0	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
6	547 224	7 209 505	241.0	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
7	546 482	7 209 290	244.0	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
8	548 996	7 209 162	217.0	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -
9	547 986	7 209 060	221.0	VESTAS V172-7.2 USER 7200 ...Yes	Yes	VESTAS	V172-7.2 USER-7 200	7 200	200.0	200.0	2 137 -

Shadow receptor-Input

No.	East	North	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
1	547 885	7 212 988	253.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
2	549 023	7 212 506	257.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
3	549 812	7 211 271	225.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
4	550 312	7 207 804	209.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
5	548 376	7 207 595	215.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
6	547 783	7 206 638	221.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
7	544 976	7 207 485	230.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
8	546 503	7 211 027	242.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0
9	546 358	7 211 020	244.0	1.0	1.0	1.0	90.0	"Green house mode"	2.0

SHADOW - Main Result

Calculation: Puusto_Tervakangas_Valkemallinnus_16092025

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]
1	23:44	56	0:31	2:17
2	29:12	78	0:31	4:09
3	52:02	124	0:51	10:22
4	0:00	0	0:00	0:00
5	0:00	0	0:00	0:00
6	0:00	0	0:00	0:00
7	0:00	0	0:00	0:00
8	82:12	189	0:53	13:50
9	72:32	181	0:49	11:58

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

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (18)	70:20	12:52
2	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (15)	37:29	6:50
3	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (16)	20:59	3:44
4	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (14)	17:39	2:54
5	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (11)	13:42	1:59
6	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (12)	28:35	3:29
7	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (13)	35:34	3:36
8	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (17)	0:00	0:00
9	VESTAS V172-7.2 USER 7200 200.0 !O! hub: 200.0 m (TOT: 300.0 m) (10)	0:00	0:00

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.

The calculation of the total expected values for a given receptor assumes a weighted average directional reduction for all WTGs contributing to shadow flicker within the same day. In the case where shadow flicker from different WTGs is not concurrent within the day, the total expected time at a given receptor may deviate marginally from the individual flicker time caused by each turbine separately.