

Haapajärven Korteperän tuulivoimapuisto

Välkeselvitys



Muutosluettelo

Versio:	Päiväys:	Muutoksen kuvaus	Tarkastettu	Hyväksyjä
01	08.08.2024		Tiina Mönkäre	Tiina Mönkäre
02	11.12.2025	Päivitetty voimalasijoittelu	Tiina Mönkäre	Tiina Mönkäre

Projekti:

Työnumero:

Asiakas:

Päiväys:

Tekijä:

Haapajärven Korteperän välkeselvitys
Kaavaehdotus

25006728-002

Infinergies Finland Oy

11.12.2025

Juho Ali-Tolppa

Sisältö

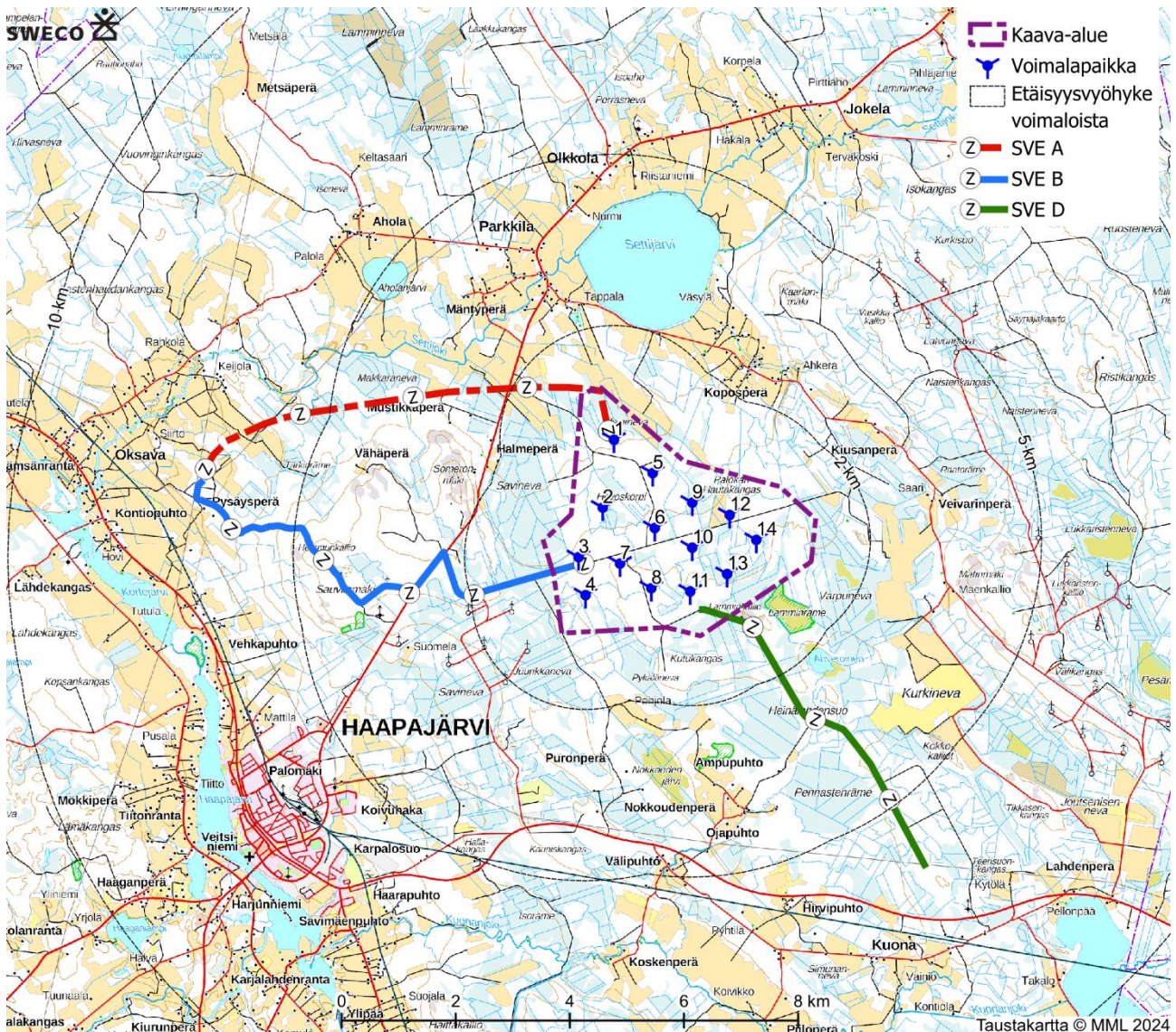
1.	JOHDANTO	4
2.	VÄLKE	6
3.	VÄLKKEEN OHJEARVOT	6
4.	LÄHTÖTIEDOT JA MENETELMÄT	7
4.1	Lähtötiedot	7
4.2	Menetelmät	9
5.	VÄLKEVAIKUTUKSET	9
5.1	Korteperän tuulivoimahanke	9
5.2	Yhteisvaikutukset	11
5.3	Mallinnuksen epävarmuustekijät	14
6.	YHTEENVETO	15
7.	LÄHTEET	15
LIITE 1. KORTEPERÄN TUULIVOIMAPUISTON VÄLKEMALLINNUSTULOSTEITA		16
LIITE 2. VÄLKKEEN YHTEISVAIKUTUSMALLINNUSTEN MALLINNUSTULOSTEITA		17

1. Johdanto

Tässä välkeselvityksessä on laskennallisten mallinnusten perusteella arvioitu Haapajärven kaupunkiin suunnitellun Korteperän tuulivoimapuiston voimaloiden aiheuttamia välkevaikutusaikoja. Tässä selvityksessä tarkastellaan Korteperän tuulivoimahankkeen osalta yhtä hankevaihtoehtoa, jossa voimalamäärä on 14.

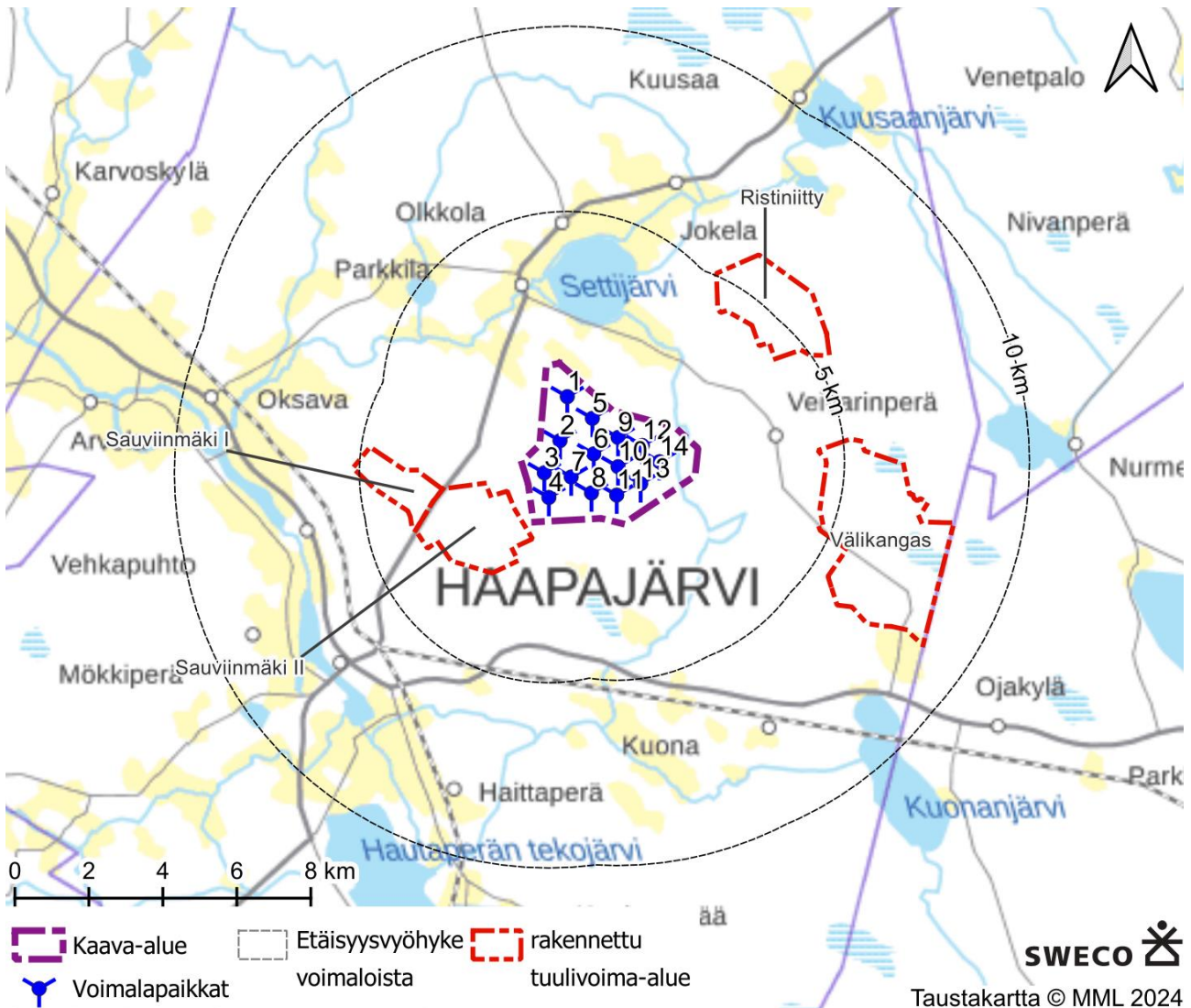
Välkemallinnus on tehty windPRO 4.1. -ohjelmiston SHADOW-moduulilla ja siinä on seurattu ympäristöministeriön ohjeistusta (Ympäristöministeriö, 2016). Välkemallinnuksessa on käytetty Korteperän voimaloissa Nordex N163/5.X- voimalan lähtötietoja. Mallinuksissa Korteperän voimaloiden napakorkeus on 210 metriä ja roottorin halkaisija 220 metriä. Välkevaikutukset on mallinnettu ilman puuston vaikutuksen huomioimista.

Korteperän 14 voimalan sijoittelu on esitetty kuvassa 1. Voimaloiden sijaintikoordinaatit on esitetty liitteiden windPRO-tulosteissa.



Kuva 1. Korteperän tuulivoimahankkeen suunniteltujen voimaloiden sijainnit.

Tässä välkeselvityksessä on lisäksi arvioitu mallintaen välkkeen yhteisvaikutuksia Välikankaan, Ristiniityn ja Sauviinmäen tuulivoimahankkeiden tuulivoimaloiden kanssa. Yhteisvaikutusmallinnuksessa tarkasteltujen tuulivoimahankkeiden voimaloiden lähtötietoja on esitetty taulukossa 5. Yhteisvaikutusmallinnuksen tuulivoimahankkeiden sijainnit kartalla on esitetty kuvassa 2 ja tuulivoimaloiden koordinaatit on esitetty liitteessä 2.



Kuva 2. Yhteisvaikutusmallinnuksessa tarkasteltujen tuulivoimahankkeiden sijainnit

2. Välke

Välkettä eli valon ja varjon vilkkumista aiheuttaa auringon paistaessa tuulivoimalan takaa. Roottorin lapojen pyöriminen aiheuttaa liikkuvan varjon, joka voi tuulivoimalan sijainnista, koosta ja auringon kulmasta riippuen ulottua jopa 1–3 kilometrin päähän tuulivoimalasta. (Ympäristöministeriö, 2016)

Välkevaikutus riippuu sääoloista. Välkettä on usein havaittavissa vain aurinkoisina päivinä ja tiettyinä aikoina vuorokaudesta. Vaikutuksen lieventämiseksi tuulivoimalat voidaan ohjelmoida pysähtymään välkkeen kannalta kriittisiksi ajoiksi. (Ympäristöministeriö, 2016)

3. Välkkeen ohjearvot

Suomessa ei ole määritelty välkevaikutuksille virallisia raja- tai ohjearvoja. Ympäristöhallinnon ohjeen (Ympäristöministeriö, 2016) mukaan on suositeltavaa käyttää apuna muiden maiden suosituksia välkkeen rajoittamisesta. Esimerkiksi Saksassa on rajoitettava maksimissaan kahdeksaan tuntiin vuodessa välkkeen

määrä ns. todellisessa tilanteessa. Tanskassa sovelletaan tyypillisesti todellisen tilanteen raja-arvona kymmentä tuntia vuodessa. Ruotsissa vastaava suositus on enintään 8 tuntia vuodessa ja 30 minuuttia päivässä. (Ympäristöministeriö, 2016) Niin sanotun todellisen tilanteen mallinnuksessa huomioidaan tilastoidut arvot auringonpaistetunneista sekä tuulen suunnan jakaumasta.

Lisäksi Saksassa on raja-arvo 30 minuuttia välkettä päivässä sekä 30 tuntia välkettä vuodessa teoreettisessa maksimitilanteessa (Ympäristöministeriö, 2016). Teoreettisella maksimitilanteen mallinnuksella tarkoitetaan tilannetta, jossa oletetaan auringon paistavan aina (auringonnoususta auringonlaskuun), turbiinien olevan aina käynnissä ja roottorin olevan kohtisuorassa rakennuksia kohti.

Tässä välkeselvityksessä mallinnettiin ns. todellisen tilanteen välkevaikutusaikoja (h:min/v), teoreettisen maksimivälkkeen vuotuisia välkevaikutusaikoja (h:min/v) ja teoreettisen maksimivälkkeen päiväkohtaisia maksimivälkeajoja (h:min/pv).

4. Lähtötiedot ja menetelmät

4.1 Lähtötiedot

Tuulivoimaloiden aiheuttamien välkevaikutusten laskennassa varjovälkettä huomioidaan, jos aurinko on vähintään yli 3 astetta horisontin yläpuolella. Tuulivoimalan lapaleveysmittojen (lavan maksimileveys ja lavan leveys 90 % etäisyydellä lavan tyvestä) keskiarvon avulla ohjelmisto laskee maksimietäisyyden voimalasta, johon välkevaikutukset lasketaan. Maksimitarkasteluetaisyys määritetään niin, että voimalan lapa peittää vähintään 20 % auringosta.

Mallinnuksissa Korteperän voimaloissa on käytetty napakorkeutena 210 metriä ja roottorin halkaisijana 220 metriä. Korteperän voimaloissa on käytetty lähtötietona Nordexin N163/5.X -voimalamallin lapaleveystietoja, joita on arvioimalla kasvatettu, jotta laskennassa käytettävät mitat vastaisivat enemmän arvioinnissa tarkasteltavan tuulivoimalan kokoa. Mallinnuksessa käytetyt Korteperän tuulivoimaloiden lapaleveys mitat ovat:

- Lavan maksimileveys: 4,50 m
- Lavan leveys 90% etäisyydellä tyvestä: 1,50 m

Auringon keskimääräiset paistetunnit perustuvat Jyväskylän lentoaseman pitkäaikaisiin säätietoihin 1991-2020 (Ilmatieteen laitos, 2021). Laskentojen tuulen suuntana ja nopeusjakaumana käytettiin Ilmatieteen laitoksen Tuuliatlaksen dataa hankealueelta. Alla olevissa taulukoissa on esitetty ns. todellisen tilanteen välkevaikutusajan mallinnuksissa käytetyt auringonpaistetunnit (Taulukko 1) ja tuulisuusdata (Taulukko 2). Taulukossa 2 esitetyissä tuulisuusarvoissa on huomioitu aineistossa esitetty tuotantotappioarvio (6,32 %).

Taulukko 1. Auringopaistetunnit Jyväskylän lentoasemalla (Ilmatieteenlaitos, 2021)

Kuukausi	Auringonpaistetunnit/kk (keskiarvo)	Auringonpaistetunnit/pv (keskiarvo)
Tammikuu	25	0,81
Helmikuu	63	2,25
Maaliskuu	136	4,39
Huhtikuu	179	5,97
Toukokuu	252	8,13
Kesäkuu	244	8,13
Heinäkuu	261	8,42
Elokuu	208	6,71
Syyskuu	123	4,10
Lokakuu	59	1,90
Marraskuu	20	0,67
Joulukuu	10	0,32

Taulukko 2. Mallinuksissa käytetty tuulisuusdata (Ilmatieteen laitos 2009).

Ilmansuunta	Frekvenssi koko aineistolle (%)	Tuulisuus tuotantotappio huomioiden (h/v)
N	6,57	539
NNE	5,16	423
ENE	4,14	340
E	3,93	323
ESE	5,91	485
SSE	9,55	784
S	12,07	991
SSW	13,38	1098
WSW	12,80	1050
W	10,36	850
WNW	9,10	747
NNW	7,03	577

Voimaloista aiheutuvaa välkettä tarkasteltiin 13 reseptoripisteen (asuin- ja lomarakennukset) kohdalla Korteperän tuulivoimaloiden lähistöllä yksityiskohtaisemmin. Selvityksessä tarkasteltujen reseptoripisteiden koordinaatit ja rakennusluokitus on esitetty taulukossa 3.

Taulukko 3. Välkeselvityksessä tarkastellut reseptoripisteet

Reseptoripisteen tunnus	Rakennusluokitus	Itä (ETRS-TM35FIN)	Pohjoinen (ETRS-TM35FIN)
A	Asuinrakennus	420 902	7 076 22
B	Asuinrakennus	421 215	7 076 898
C	Lomarakennus	422 660	7 079 265
D	Asuinrakennus	423 527	7 072 706
E	Lomarakennus	424 908	7 072 385
F	Asuinrakennus	425 192	7 078 316
G	Asuinrakennus	425 412	7 078 201
H	Asuinrakennus	425 572	7 078 180
I	Asuinrakennus	426 704	7 078 135
J	Asuinrakennus	427 892	7 077 407
K	Asuinrakennus	428 748	7 076 305
L	Asuinrakennus	428 852	7 074 262
M	Lomarakennus	428 997	7 074 936

Asuin- ja lomarakennusten käyttötarkoituks- ja sijaintitietoina on käytetty Maanmittauslaitoksen maastotietokannassa esitettyjä tietoja (katsottu: 17.10.2025). Hankealueen eteläosassa (kiinteistönumero 69-401-19-99) maastotietokantaan käyttötarkoitukseltaan lomarakennukseksi merkitty rakennus on hanketoimijalta saadun tiedon perusteella käyttötarkoitukseltaan metsästysmaja eikä sitä huomioida välkevaikutusten arvionnissa. Kyseistä rakennusta ei ole esitetty välkemallinnuskartoilla eikä se ole välkemallinnuksessa reseptoripisteinä.

4.2 Menetelmät

Tuulivoimaloiden aiheuttama välke on mallinnettu windPRO 4.1 -ohjelman SHADOW-moduulilla. Välkkeen havaintokorkeutena käytettiin 1,5 metriä. Välkevaikutuksen laskentaikkunan leveys on 2 m, korkeus 2 m ja ikkunan oletetaan sijaitsevan 1 metrin korkeudella maanpinnasta. Mallinnukset tehtiin reseptoripisteiden ollessa ns. kasvihuone-tilassa, jossa rakennukseen kohdistuvaa väkettä huomioidaan ilmansuunnasta riippumatta.

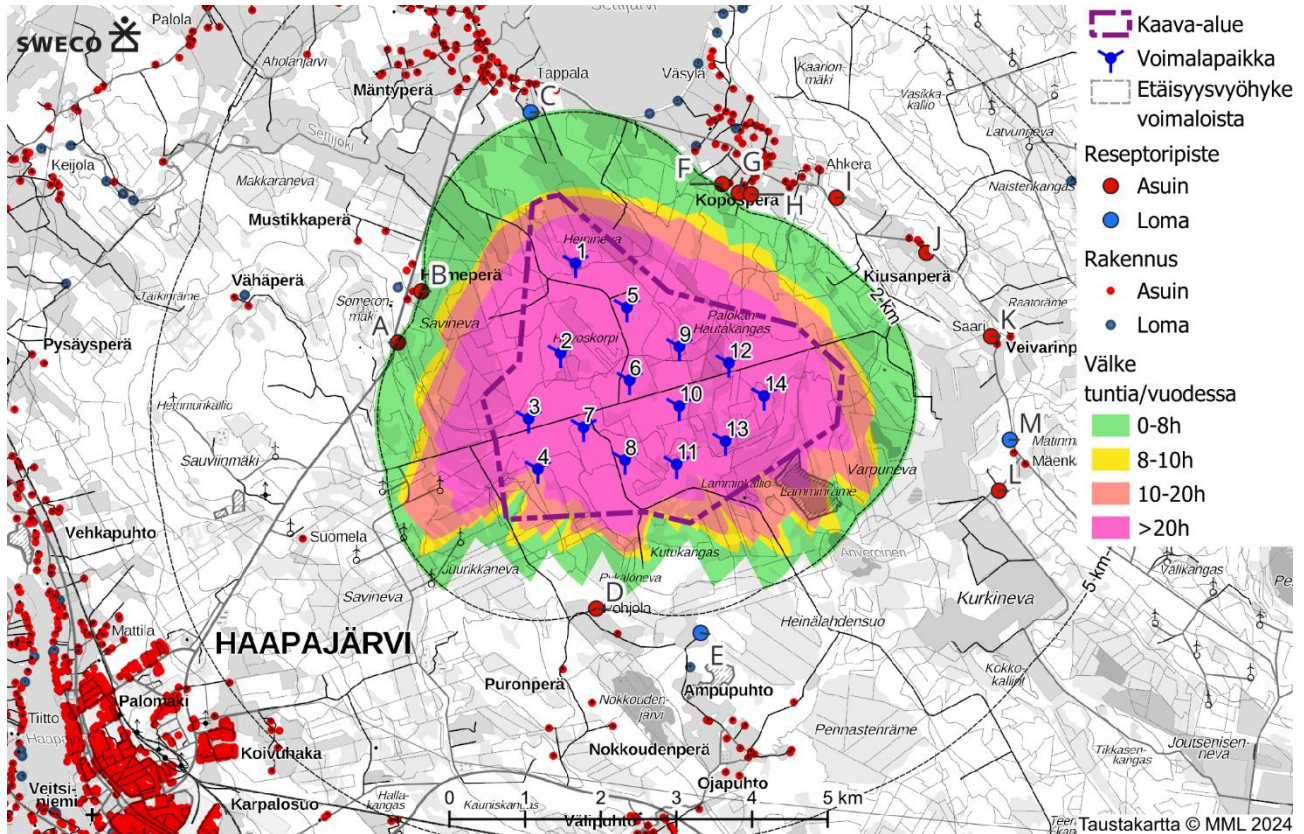
Maaston korkeusaineistona mallinnoissa on käytetty Maanmittauslaitoksen kymmenen metrin korkeusmallia. Mallinnukset tehtiin ilman puuston suojaavan vaikutuksen huomioimista.

5. Välkevaikutukset

5.1 Korteperän tuulivoimahanke

Korteperän 14 voimalan sijoitus suunnitelman välkemallinnuksen tulokset ns. todellisen tilanteen välkevaikutusajalle (h:min/v), teoreettiselle vuotuiselle maksimivälkeajalle (h:min/v) sekä teoreettisen maksimivälkkeen päiväkohtaiselle maksimivälkeajalle (h:min/pv) reseptoripisteiden kohdilla on esitetty

taulukossa 4. Korteperän 14 voimalan sijoitussuunnitelman mallinnustulosten mukainen välkevyöhykekartta ns. todellisen tilanteen välkevaikutusajalle on esitetty kuvassa 3.



Kuva 3. Korteperän 14 voimalan sijoitussuunnitelman ns. todellisen tilanteen välkevaikutuksen (h/v) mallinnuksen tuloksien mukainen välkevyöhykekartta. Mallinnus on tehty ilman puuston suojaavan vaikutuksen huomioimista.

Mallinnustuloksien perusteella ns. todellisen tilanteen välkevaikutusajat eivät ylitä Saksan raja-arvoa (8 h/v) ja Ruotsissa käytettyä suositusarvoa (8 h/v) tarkastelurakennusten A-M kohdilla. Mallinnustulosten perusteella myöskään teoreettinen vuotuinen maksimivälke aika tai teoreettisen maksimivälkkeen päiväkohtainen maksimivälke aika ei ylitä Saksan raja-arvoja (30 h/v ja 30 min/pv) tarkastelurakennusten A-M kohdilla. (Taulukko 4)

Taulukko 4. Korteperän 14 voimalan sijoitus suunnitelman väkemannuksen ns. todellisen tilanteen väkemannuksen (h:min/v), teoreettisen vuotuisen maksimivälkemannuksen (h:min/v) ja teoreettisen maksimivälkemannuksen päiväkohtaisen maksimivälkemannuksen (h:min/pv) mallinnustulokset reseptoripisteiden A-M kohdilla.

Reseptoripiste	Ns. todellisen tilanteen väkemannus (h:min/v)	Teoreettinen vuotuinen maksimivälkemannus (h:min/v)	Teoreettisen maksimivälkemannuksen päiväkohtainen maksimivälkemannus (h:min/pv)
A	1:44	10:59	0:26
B	1:51	10:41	0:26
C	0:00	0:00	0:00
D	0:00	0:00	0:00
E	0:00	0:00	0:00
F	0:00	0:00	0:00
G	0:00	0:00	0:00
H	0:00	0:00	0:00
I	0:00	0:00	0:00
J	0:00	0:00	0:00
K	0:00	0:00	0:00
L	0:00	0:00	0:00
M	0:00	0:00	0:00

5.2 Yhteisvaikutukset

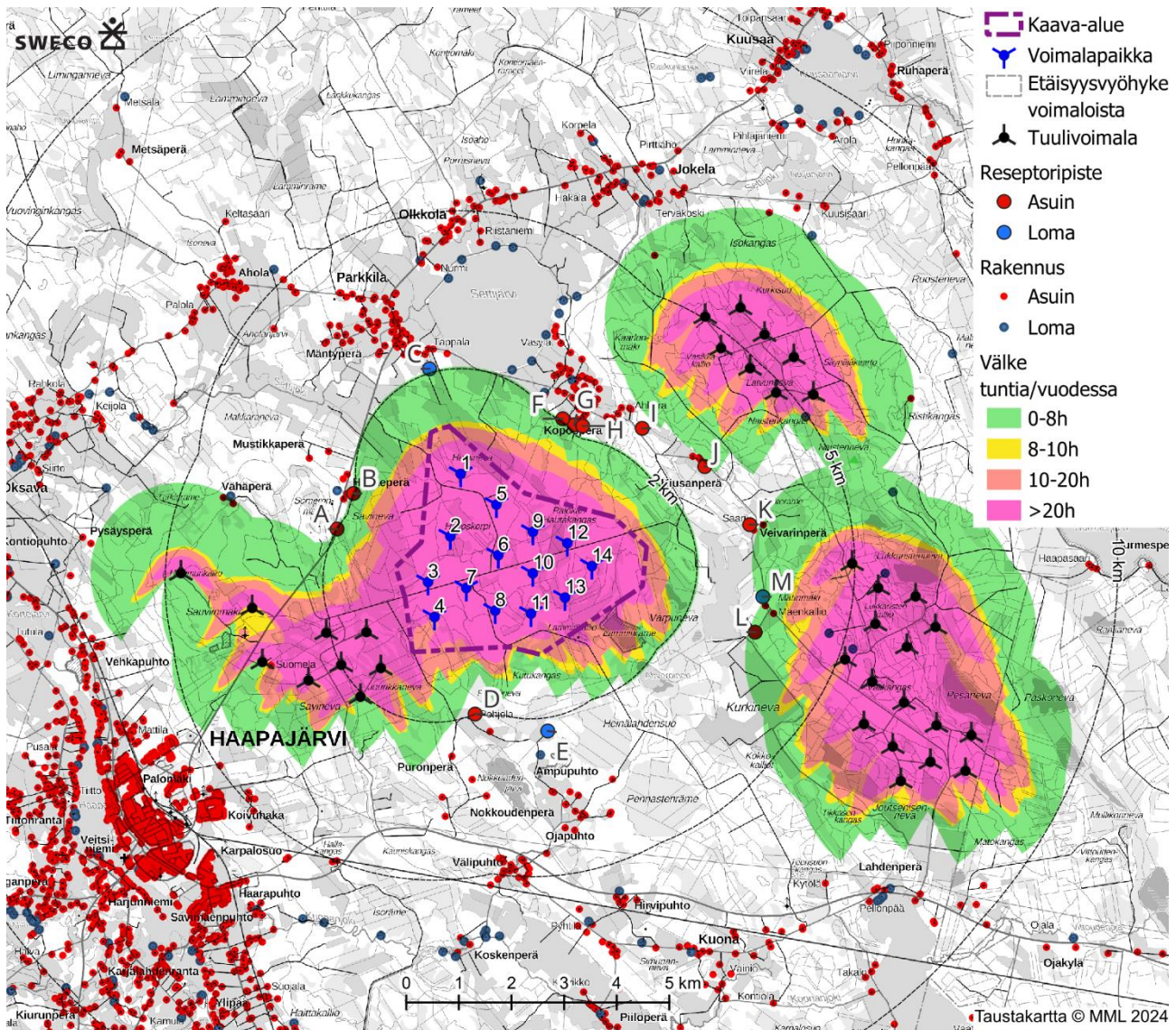
Korteperän tuulivoimapuiston voimaloiden väkemannusten lisäksi tässä selvityksessä arvioitiin väkemannan yhteisvaikutuksia mallintaen Välikankaan, Ristiniityn sekä Sauviinmäen tuulivoimapuistojen voimaloiden kanssa. Yhteisvaikutusmallinnuksessa käytettyjen tuulivoimapuistojen tuulivoimalamäärät, napakorkeudet, roottorin halkaisijat, voimalatyytit, lavan maksimileveydet sekä lavan leveydet 90 % etäisyydellä tyvestä on esitetty taulukossa 5.

Välkemannan yhteisvaikutusten arvioinnissa väkemannuksia mallinnettiin luvussa 4 esitetyn lähtötiedon sekä menetelmin ja reseptoripisteinä käytettiin taulukossa 3 esitettyjä reseptoripisteitä. Yhteisvaikutusmallinnusten voimaloiden sijaintikoordinaatit on esitetty liitteen 2 mallinnustulosteissa. Yhteisvaikutusmallinnuksessa on muiden hankkeiden voimaloiden osalta käytetty mittoja, jotka ovat windPRO:n voimalakatalogin mukaan kyseiselle voimalatyypille ilmoitetut lavan maksimileveys sekä lavan leveys 90% etäisyydellä tyvestä.

Taulukko 5. Välikankaan, Ristiniityn ja Sauviinmäen tuulivoimaloiden lähtötietoja yhteisvaikutusmallinnuksessa.

Tuulivoimapuisto	Tuulivoimaloiden määrä	Napakorkeus (m)	Roottorin halkaisija (m)	Voimalatyyppi	Lavan maksimileveys (m)	Lavan leveys 90 % etäisyydellä tyvestä (m)
Ristiniitty	8	145	150	Vestas V150-4,2 MW	4,20	1,40
Välikangas	16	145	150	Vestas V150-4,2 MW	4,20	1,40
Sauviinmäki I	2	137	126	Vestas V126-3,3 MW	4,00	1,06
Sauviinmäki II	7	147	126	Vestas V126-3,3 MW	4,00	1,06

Korteperän 14 voimalan sijoitussuunnitelman yhteisvaikutusvälkemallinnuksen tulokset ns. todellisen tilanteen välkevaikutusajalle (h:min/v), teoreettiselle maksimivälkeajalle (h:min/v) sekä teoreettisen maksimivälkkeen päiväkohtaiselle maksimivälkeajalle (h:min/pv) reseptoripisteiden kohdilla on esitetty taulukossa 6. Korteperän 14 voimalan sijoitussuunnitelman yhteisvaikutusmallinnuksen ns. todellisen tilanteen välkevaikutusajan (h/v) välkevyöhykekartta on esitetty kuvassa 4.



Kuva 4. Korteperän yhteisvaikutusmallinnustulosten mukainen ns. todellisen tilanteen välkevyöhykekartta (h/v). Mallinnus tehty ilman puuston suojaavan vaikutuksen huomioimista.

Mallinnustulosten perusteella Korteperän voimaloista sekä Sauviinmäen voimaloista arvioidaan aiheutuvan välkkeen yhteisvaikutuksia, koska Sauviinmäen voimaloiden välkevyöhykkeet yhdistyvät Korteperän voimaloiden välkevyöhykkeisiin kiinni mallinnustulosten perusteella (Kuva 4).

Korteperän yhteisvaikutusmallinnuksen ns. todellisen tilanteen välkevaikutuksen mallinnustuloksien perusteella tarkastelurakennusten A-M kohdilla ei ylitä Saksan raja-arvo ja Ruotsin suositusarvo (8 h/v) (Taulukko 6). Mallinnustuloksien perusteella kahden tarkastelurakennuksen (L ja M) kohdalla ns. todellisen tilanteen välkevaikutusaika kasvaa verrattuna pelkän Korteperän voimaloiden ns. todellisen tilanteen välkevaikutusaikojen mallinnustuloksiin. Mallinnustulosten perusteella kyseisten tarkastelurakennusten (L ja M) kohdalla välkevaikutuksia aiheutuu Välikankaan tuulivoimaloista, koska Korteperän voimaloiden mallinnustulosten perusteella kyseisten asuin- ja lomarakennusten kohdalle ei aiheudu välkevaikutuksia. (Taulukko 6) Mallinnustulosten perusteella muiden tarkastelurakennusten (A-K) kohdalla ei välkevaikutusajat kasva verrattuna pelkän Korteperän voimaloiden välkevaikutusaikoihin.

Korteperän yhteisvaikutusmallinnuksen teoreettisen maksimivälkkeen mallinnustulosten perusteella kahden tarkastelurakennuksen (L ja M) kohdalla vuotuinen teoreettinen maksimivälkeäika sekä teoreettisen maksimivälkkeen päiväkohtainen maksimivälkeäika kasvavat verrattuna pelkän Korteperän tuulivoimaloiden mallinnustuloksiin. Mallinnustulosten perusteella kyseisten tarkastelurakennusten (L ja M) kohdalla välkevaikutuksia aiheutuu Välikankaan tuulivoimaloista, koska Korteperän tuulivoimaloiden mallinnustulosten perusteella kyseisten asuin- ja lomarakennusten kohdalle ei muodostu välkevaikutuksia. Mallinnustulosten perusteella muiden tarkastelurakennusten (A-K) kohdalla ei teoreettinen välkevaikutusaika kasva verrattuna pelkän Korteperän voimaloiden välkevaikutusaikoihin. (Taulukko 6)

Taulukko 6. Korteperän yhteisvaikutusmallinnuksen ns. todellisen tilanteen välkevaikutuksen (h:min/v), teoreettisen maksimivälkkeen (h:min/v) sekä teoreettisen maksimivälkkeen päiväkohtaisen maksimivälkeajan (h:min/pv) mallinnustulokset reseptoripisteiden A-M kohdilla.

Reseptoripiste	Ns. todellisen tilanteen välkevaikutus (h:min/v)	Teoreettinen vuotuinen maksimivälkevaikutus (h:min/v)	Teoreettisen maksimitilanteen päiväkohtainen maksimivälkevaikutus (h:min/pv)
A	1:44	10:59	0:26
B	1:51	10:41	0:26
C	0:00	0:00	0:00
D	0:00	0:00	0:00
E	0:00	0:00	0:00
F	0:00	0:00	0:00
G	0:00	0:00	0:00
H	0:00	0:00	0:00
I	0:00	0:00	0:00
J	0:00	0:00	0:00
K	0:00	0:00	0:00
L	1:11	6:19	0:20
M	1:50	7:48	0:20

5.3 Mallinnuksen epävarmuustekijät

Niin sanotun todellisen tilanteen välkevaikutuksen mallinnustulos perustuu tuulisuuden ja auringonpaisteen tilastolliseen dataan, jolla pyritään kuvastamaan todennäköistä tilannetta. Välkkeen määrä saattaa poiketa mallinnetuista arvoista, mikäli sääolosuhteet eroavat merkittävästi mallinnuksessa käytetyistä tilastoiduista 30 vuoden auringonpaisteen keskiarvoista. Mallinnuksessa käytetyt auringonpaistetunnit ovat Jyväskylän lentoaseman sääasemalla mitattuja. Välkkeen muodostumiseen vaikuttaa tuulivoimaloiden käyttöaste, jonka pienentyessä välke yksittäisessä pisteessä saattaa pienentyä.

Mallinnuksissa reseptoripisteissä käytettiin niin sanottua kasvihuoneoletusta, jossa reseptoripisteisiin kohdistuvaa välkettä tarkastellaan ilmansuunnasta riippumatta. Todellisessa tilanteessa välkevaikutusten suuruus rakennuksen sisällä riippuu ikkunoiden suunnasta ja koosta.

Välkemallinnukset on tehty ilman puuston vaikutuksen huomioimista. Puusto voi vähentää näkyvyyttä voimaloille huomattavasti ja vähentää välkevaikutusta, mutta puuston peittävyys vaihtelee vuodenaikojen ja vuosien välillä, minkä takia mallinnukset on tehty ilman puuston suojaavan vaikutuksen huomioimista.

Mallinnuksessa on arvioitu Korteperän voimaloiden lavan leveysmittoja suuremmiksi kuin Nordexin N163/5.X:n osalta on windPRO:n mallinnusohjelmiston voimalakirjastossa ilmoitettu, koska voimalakirjastossa saatavilla olevat voimalamitat perustuvat pienemmän roottorin halkaisijan voimalan mittoihin. Suurempi lavan leveys kasvattaa välkkeen muodostumisen maksimietäisyyttä ja välkemäärää. Lavan pituuden ja leveysmittojen pienentyessä välkkeen määrä tarkastelupisteessä pienenee. Välkemallinnukset tulee päivittää viimeistään rakennuslupavaiheessa toteutukseen valittavan voimalamallin napakorkeuden ja roottorin halkaisijan sekä lapaleveysmittojen mukaisiksi.

6. Yhteenvedo

Tässä välkeselvityksessä on mallinnusten avulla arvioitu suunnitellun Haapajärven Korteperän tuulivoimapuiston voimaloiden välkevaikutusaikoja. Välkemallinnukset tehtiin Korteperän 14 voimalan hankevaihtoehdolle. Välkemallinnukset tehtiin ilman puuston vaikutusten huomioimista. Mallinuksissa Korteperän voimaloiden napakorkeus oli 210 metriä ja roottorin halkaisija 220 metriä.

Korteperän 14 voimalan sijoitussuunnitelman mallinnustulosten perusteella Korteperän voimaloista aiheutuva ns. todellisen tilanteen välkevaikutus ei ylitä Saksan raja-arvoa tai Ruotsin suositusarvoa (8 h/v) Korteperän alueen asuin- tai lomarakennusten kohdilla. Mallinnustulosten perusteella myöskään vuotuisen teoreettisen maksimivälkkeen Saksan raja-arvo (30 h/v) tai teoreettisen maksimivälkkeen päiväkohtaisen maksimivälkeajan Saksan raja-arvo (30 min/pv) eivät ylity mallinnuksen tarkastelurakennusten A-M kohdilla.

Lisäksi tässä välkeselvityksessä arvioitiin mallintaen Korteperän voimaloiden välkkeen yhteisvaikutuksia tuotannossa olevien Sauviinmäen, Välikankaan ja Ristiniityn tuulivoimapuistojen voimaloiden kanssa. Myös välkkeen yhteisvaikutusmallinnukset tehtiin ilman puuston suojaavan vaikutuksen huomioimista.

Korteperän yhteisvaikutusmallinnustuloksien perusteella Sauviinmäen tuulivoimaloista arvioidaan aiheutuvan välkkeen yhteisvaikutuksia Korteperän voimaloiden kanssa, koska Sauviinmäen voimaloiden ns. todellisen tilanteen välkevaikutuksen väлкеvyöhykkeet yhdistyvät Korteperän voimaloiden väлкеvyöhykkeiden kanssa. Niin sanotun todellisen tilanteen välkevaikutuksen yhteisvaikutusmallinnustulosten perusteella välkkeen yhteisvaikutuksista ei aiheudu Saksan raja-arvon ja Ruotsin suositusarvon (8 h/v) ylityksiä Korteperän alueen asuin- ja lomarakennusten kohdilla. Teoreettisen vuotuisen maksimivälkkeen ja teoreettisen maksimivälkkeen päiväkohtaisen maksimivälkeajan mallinnustuloksien perusteella tarkastelurakennusten A-M kohdilla ei aiheudu Saksan raja-arvojen (30 h/v) tai (30 min/pv) ylityksiä Korteperän yhteisvaikutusmallinnuksessa.

7. Lähteet

Ilmatieteen laitos, 2009. Suomen Tuuliatlas. Tuulisuustiedot koordinaattipisteessä Lat. 63.81106 Long. 24.48161. <http://tuuliatlas.fmi.fi/fi/> (Luettu 12.04.2024).

Ilmatieteen laitos, 2021. Tilastoja Suomen ilmastosta ja merestä 1991–2020. Raportteja 8/2021.

Ympäristöministeriö, 2016. Tuulivoimarakentamisen suunnittelu Päivitys 2016. Ympäristöministeriö, Ympäristöhallinnon ohjeita 5/2016, <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-11-4634-3>.

LIITE 1. Korteperän tuulivoimapuiston välkemallinnustulosteita

SHADOW - Main Result

Calculation: Väkemallinnus_Korteperä_kaavaehdotus_16102025

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
0,81 2,25 4,39 5,97 8,13 8,13 8,42 6,71 4,10 1,90 0,67 0,32

Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
539 423 340 323 485 784 991 1 098 1 050 850 747 577 8 207

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:
DHM: Korkeus_79km*79km_10m_Korkeusmalli(2)
Receptor grid resolution: 1,0 m

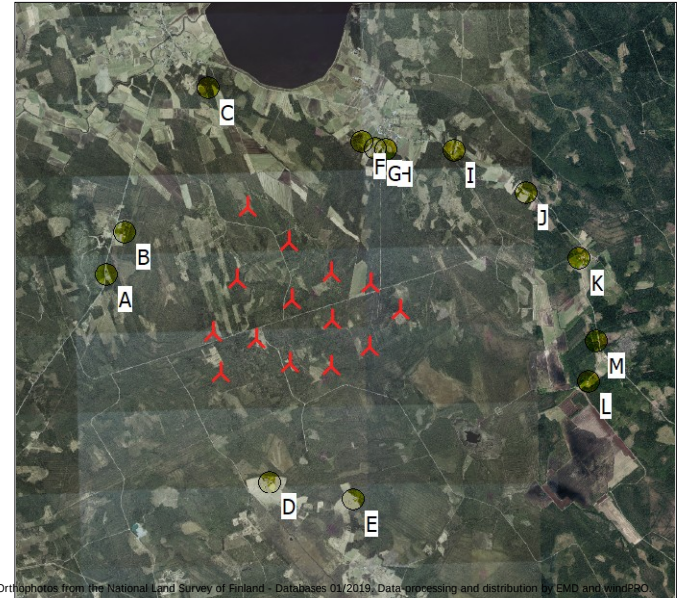
All coordinates are in
Finish TM ETRS-TM35FIN-ETRS89

WTGs

	East	North	Z	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM
			[m]									[RPM]
1	425 280,7	7 075 953,1	133,4	NORDEX N163/5.X 5700 220.0...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
2	424 589,1	7 074 613,7	141,4	NORDEX N163/5.X 5700 220.0...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
3	424 624,5	7 075 380,1	136,1	NORDEX N163/5.X 5700 220.0...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
4	423 907,6	7 074 670,6	142,4	NORDEX N163/5.X 5700 220.0...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
5	425 746,2	7 075 516,7	139,6	NORDEX N163/5.X 5700 220.0...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
6	422 754,9	7 074 549,5	136,4	NORDEX N163/5.X 5700 220.0...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
7	425 236,1	7 074 919,0	139,7	NORDEX N163/5.X 5700 220.0...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
8	424 625,7	7 076 168,4	129,0	NORDEX N163/5.X 5700 220.0...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
9	423 967,7	7 075 724,4	132,9	NORDEX N163/5.X 5700 220.0...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
10	423 358,6	7 075 101,7	140,6	NORDEX N163/5.X 5700 220.0...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
11	423 931,6	7 076 685,2	125,5	NORDEX N163/5.X 5700 220.0...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
12	423 253,2	7 077 270,1	119,9	NORDEX N163/5.X 5700 220.0...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
13	423 056,1	7 076 081,6	127,8	NORDEX N163/5.X 5700 220.0...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
14	422 632,0	7 075 214,4	132,0	NORDEX N163/5.X 5700 220.0...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7

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]	[m]	[°]		[m]
A	420 902,1	7 076 222,2	128,7	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
B	421 214,8	7 076 897,7	120,2	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
C	422 660,0	7 079 264,6	117,5	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
D	423 526,6	7 072 706,2	135,6	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
E	424 908,1	7 072 384,7	136,5	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
F	425 192,0	7 078 316,4	121,5	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
G	425 411,7	7 078 200,6	122,9	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
H	425 571,8	7 078 179,6	124,0	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
I	426 703,5	7 078 135,1	135,1	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
J	427 892,3	7 077 407,2	144,6	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
K	428 747,9	7 076 305,1	148,0	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
L	428 851,6	7 074 262,1	146,0	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
M	428 996,8	7 074 935,7	148,7	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0



SHADOW - Main Result

Calculation: Vääkemaalinnus_Korteperä_kaavaehdotus_16102025

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]
A	10:59	33	0:26	1:44
B	10:41	32	0:26	1:51
C	0:00	0	0:00	0:00
D	0:00	0	0:00	0:00
E	0:00	0	0:00	0:00
F	0:00	0	0:00	0:00
G	0:00	0	0:00	0:00
H	0:00	0	0:00	0:00
I	0:00	0	0:00	0:00
J	0:00	0	0:00	0:00
K	0:00	0	0:00	0:00
L	0:00	0	0:00	0:00
M	0:00	0	0:00	0:00

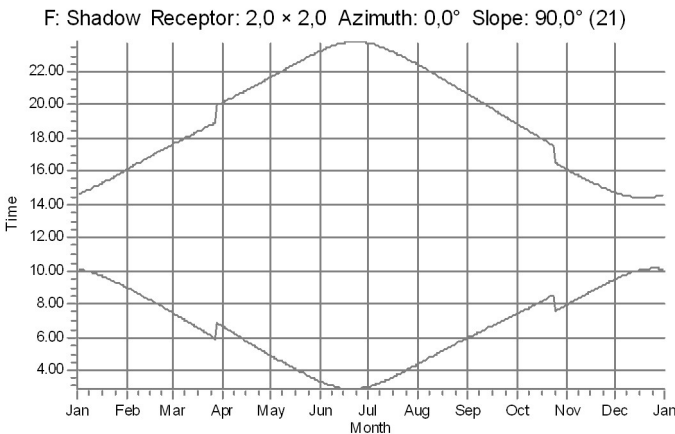
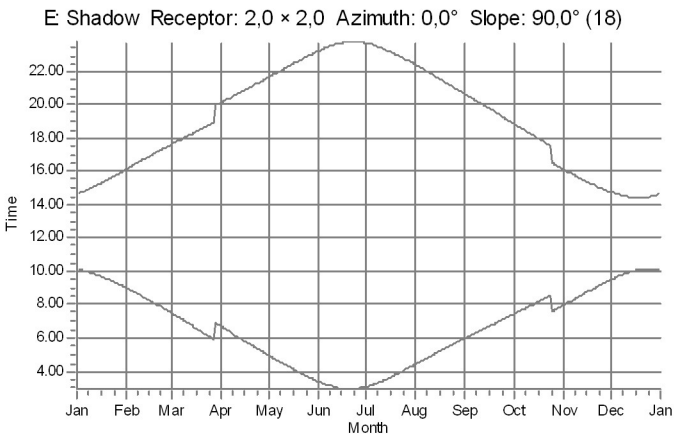
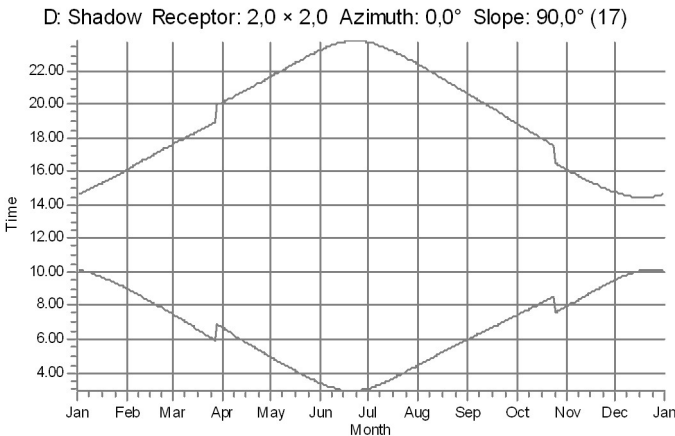
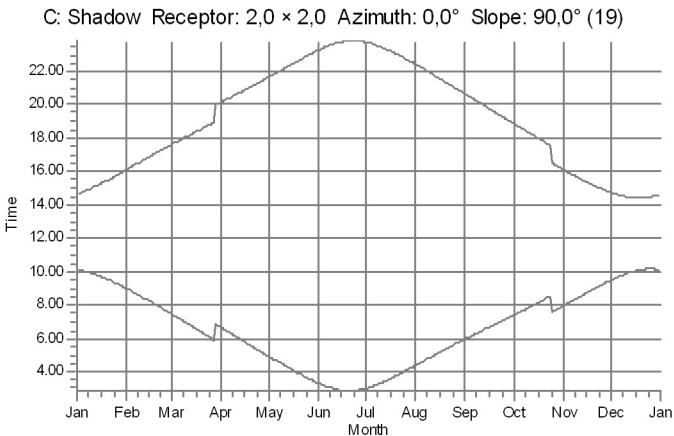
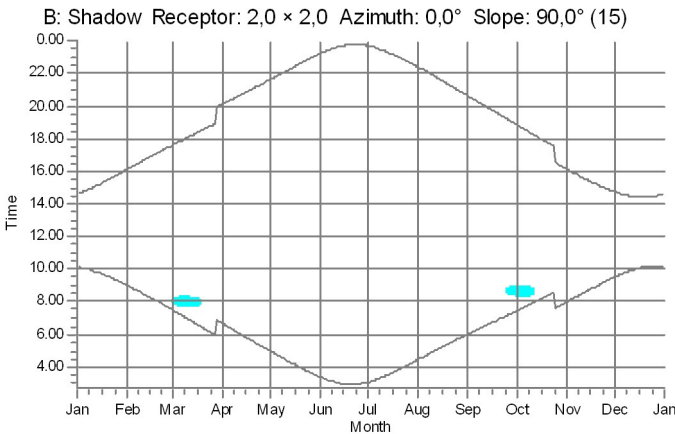
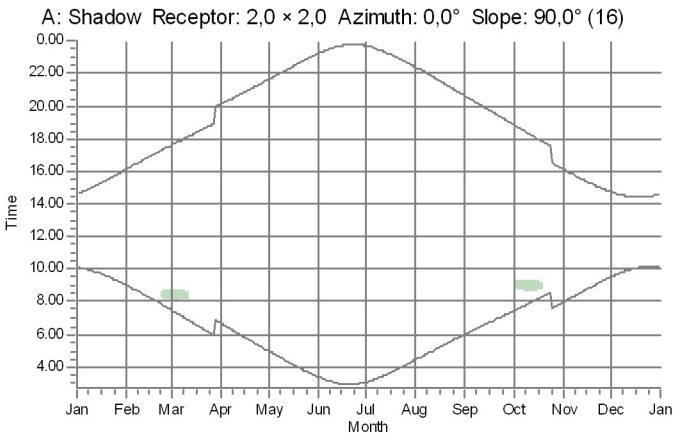
Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1301)	0:00	0:00
2	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1302)	0:00	0:00
3	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1303)	0:00	0:00
4	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1304)	0:00	0:00
5	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1305)	0:00	0:00
6	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1306)	0:00	0:00
7	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1307)	0:00	0:00
8	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1308)	0:00	0:00
9	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1309)	0:00	0:00
10	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1310)	0:00	0:00
11	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1311)	0:00	0:00
12	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1312)	0:00	0:00
13	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1313)	10:41	1:51
14	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1314)	10:59	1:44

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.

SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Väkemallinnus_Korteperä_kaavaehdotus_16102025



WTGs

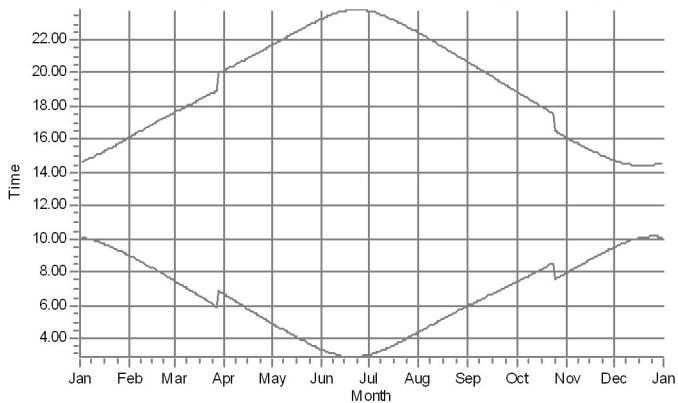
13: NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1313)

14: NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1314)

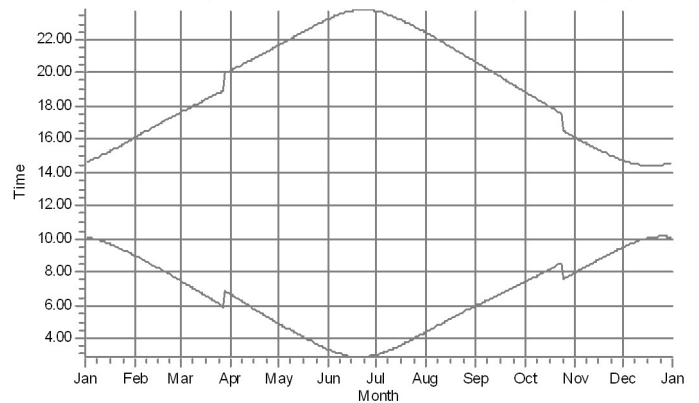
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Väkemallinnus_Korteperä_kaavaehdotus_16102025

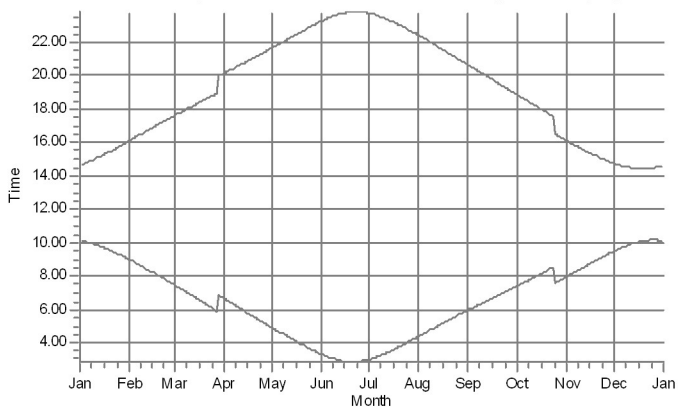
G: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (14)



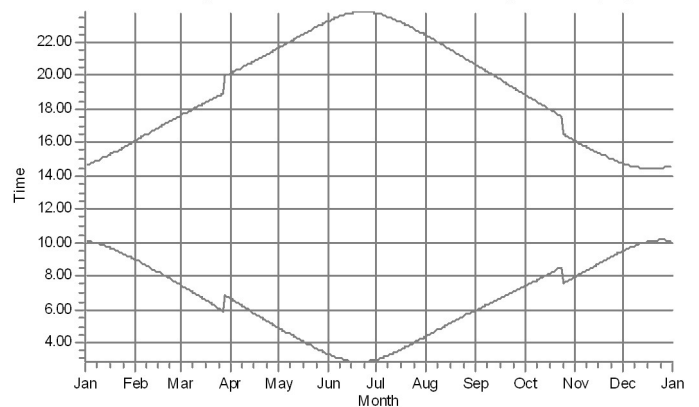
H: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (13)



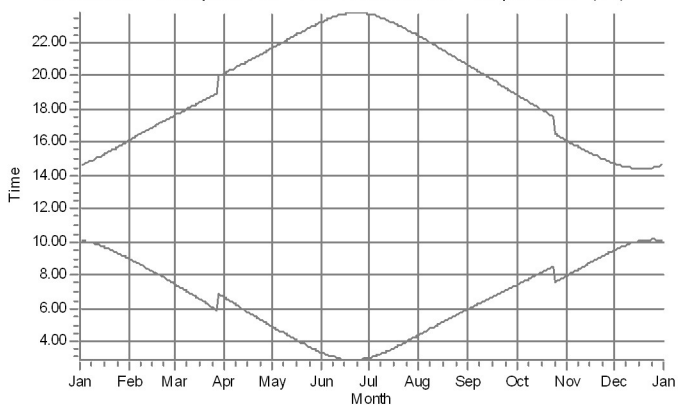
I: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (20)



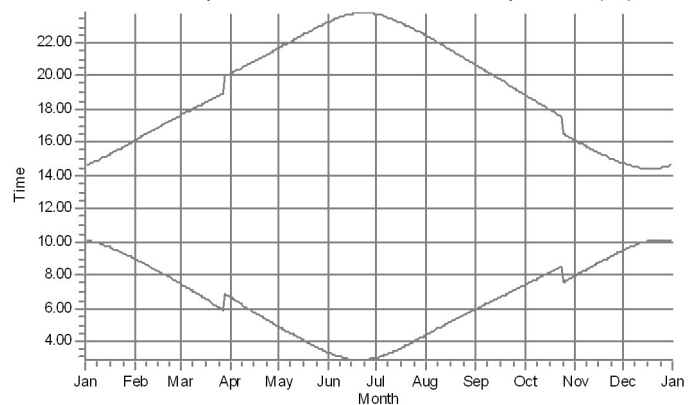
J: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (12)



K: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (11)



L: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (10)



WTGs

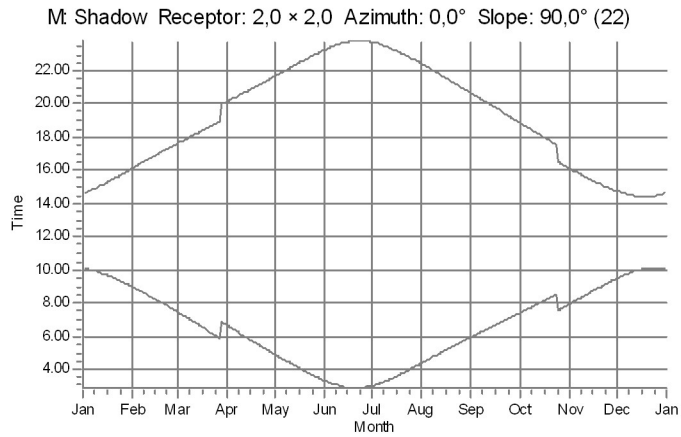
Project: Korteperä
Description: Korteperä

Licensed user:
Sweco Finland Oy
Ilmalanportti 2
FI-00240 Helsinki

Juho Ali-Tolppa / juho.ali-tolppa@sweco.fi
Calculated:
16.10.2025 14.52/4.1.292

SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Välkemallinnus_Korteperä_kaavaehdotus_16102025



WTGs

LIITE 2. Välkkeen yhteisvaikutusmallinnusten mallinnustulosteita

Project: Korteperä
Description: Korteperä

Licensed user:
Sweco Finland Oy
Ilmalanportti 2
FI-00240 Helsinki

Juho Ali-Tolppa / juho.ali-tolppa@sweco.fi
Calculated:
15.10.2025 15.11/4.1.292

SHADOW - Main Result

Calculation: Väkemallinnus_Korteperä_yhteisvaikutukset_15102025

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
0,81 2,25 4,39 5,97 8,13 8,13 8,42 6,71 4,10 1,90 0,67 0,32

Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
539 423 340 323 485 784 991 1 098 1 050 850 747 577 8 207

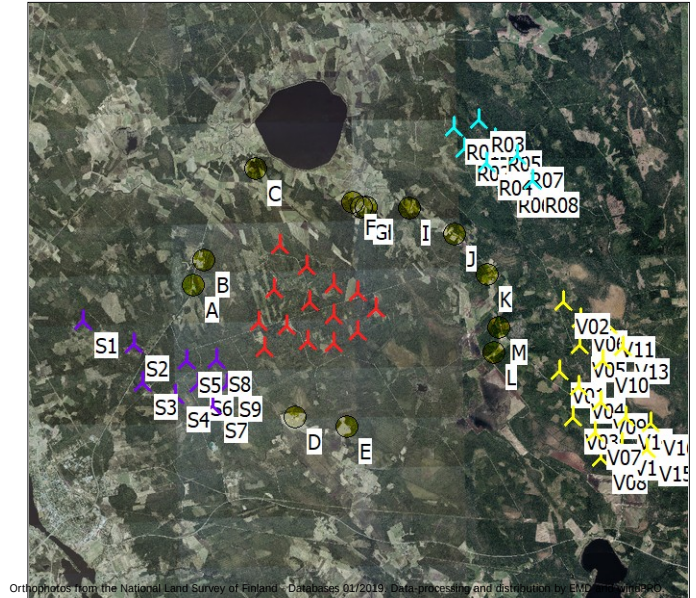
Monthly aggregation of real case reduction
A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
DHM: Korkeus_79km*79km_10m_Korkeusmalli(2)
Receptor grid resolution: 1,0 m

All coordinates are in
Finish TM ETRS-TM35FIN-ETRS89

WTGs

	East	North	Z	Row data/Description	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.					Calculation distance [m]	RPM
			[m]									[RPM]
34	425 280,7	7 075 953,1	133,4	NORDEX N163/5.X 57...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
35	424 589,1	7 074 613,7	141,4	NORDEX N163/5.X 57...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
36	424 624,5	7 075 380,1	136,1	NORDEX N163/5.X 57...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
37	423 907,6	7 074 670,6	142,4	NORDEX N163/5.X 57...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
38	425 746,2	7 075 516,7	139,6	NORDEX N163/5.X 57...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
39	422 754,9	7 074 549,5	136,4	NORDEX N163/5.X 57...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
40	425 236,1	7 074 919,0	139,7	NORDEX N163/5.X 57...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
41	424 625,7	7 076 168,4	129,0	NORDEX N163/5.X 57...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
42	423 967,7	7 075 724,4	132,9	NORDEX N163/5.X 57...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
43	423 358,6	7 075 101,7	140,6	NORDEX N163/5.X 57...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
44	423 931,6	7 076 685,2	125,5	NORDEX N163/5.X 57...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
45	423 253,2	7 077 270,1	119,9	NORDEX N163/5.X 57...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
46	423 056,1	7 076 081,6	127,8	NORDEX N163/5.X 57...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
47	422 632,0	7 075 214,4	132,0	NORDEX N163/5.X 57...	Yes	NORDEX	N163/5.X-5 700	5 700	220,0	210,0	2 033	10,7
R01	427 900,3	7 080 257,8	141,7	VESTAS V150-4.2 420...	Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200	4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
R02	428 201,4	7 079 659,4	147,8	VESTAS V150-4.2 420...	Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200	4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
R03	428 572,2	7 080 428,1	144,4	VESTAS V150-4.2 420...	Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200	4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
R04	428 754,6	7 079 277,9	150,4	VESTAS V150-4.2 420...	Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200	4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
R05	429 029,5	7 079 917,0	148,8	VESTAS V150-4.2 420...	Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200	4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
R06	429 250,4	7 078 814,9	153,5	VESTAS V150-4.2 420...	Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200	4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
R07	429 586,6	7 079 488,7	153,7	VESTAS V150-4.2 420...	Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200	4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
R08	429 958,6	7 078 775,0	159,5	VESTAS V150-4.2 420...	Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200	4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
S1	417 934,0	7 075 382,0	139,1	VESTAS V126-3.3 Gri...	Yes	VESTAS	V126-3.3 GridStreame-3 300	3 300	126,0	137,0	1 718	12,8
S2	419 289,0	7 074 722,0	142,5	VESTAS V126-3.3 Gri...	Yes	VESTAS	V126-3.3 GridStreame-3 300	3 300	126,0	137,0	1 718	12,8
S3	419 482,0	7 073 697,0	127,9	VESTAS V126-3.3 Gri...	Yes	VESTAS	V126-3.3 GridStreame-3 300	3 300	126,0	147,0	1 718	12,8
S4	420 359,2	7 073 347,4	124,0	VESTAS V126-3.3 Gri...	Yes	VESTAS	V126-3.3 GridStreame-3 300	3 300	126,0	147,0	1 718	12,8
S5	420 697,7	7 074 252,1	137,9	VESTAS V126-3.3 Gri...	Yes	VESTAS	V126-3.3 GridStreame-3 300	3 300	126,0	147,0	1 718	12,8
S6	420 981,9	7 073 642,3	132,0	VESTAS V126-3.3 Gri...	Yes	VESTAS	V126-3.3 GridStreame-3 300	3 300	126,0	147,0	1 718	12,8
S7	421 346,6	7 073 035,3	131,5	VESTAS V126-3.3 Gri...	Yes	VESTAS	V126-3.3 GridStreame-3 300	3 300	126,0	147,0	1 718	12,8
S8	421 460,3	7 074 263,6	139,2	VESTAS V126-3.3 Gri...	Yes	VESTAS	V126-3.3 GridStreame-3 300	3 300	126,0	147,0	1 718	12,8
S9	421 734,8	7 073 580,2	135,2	VESTAS V126-3.3 Gri...	Yes	VESTAS	V126-3.3 GridStreame-3 300	3 300	126,0	147,0	1 718	12,8
V01	430 560,0	7 073 744,0	178,1	VESTAS V150-4.2 420...	Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200	4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
V02	430 695,0	7 075 566,0	167,3	VESTAS V150-4.2 420...	Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200	4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
V03	430 918,0	7 072 517,0	156,5	VESTAS V150-4.2 420...	Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200	4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
V04	431 076,4	7 073 321,1	174,9	VESTAS V150-4.2 420...	Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200	4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
V05	431 136,0	7 074 420,0	175,5	VESTAS V150-4.2 420...	Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200	4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
V06	431 191,0	7 075 105,0	169,1	VESTAS V150-4.2 420...	Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200	4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
V07	431 467,0	7 072 090,0	156,5	VESTAS V150-4.2 420...	Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200	4 200	150,0	145,0	1 902	10,4

To be continued on next page...



SHADOW - Main Result

Calculation: Väkemallinnus_Korteperä_yhteisvaikutukset_15102025

...continued from previous page

	East	North	Z	Row data/Description	WTG type		Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
													Calculation distance [m]	RPM [RPM]
			[m]											
V08	431 620,0	7 071 434,0	148,4	VESTAS V150-4.2 420...Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200				4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
V09	431 681,0	7 072 925,0	168,6	VESTAS V150-4.2 420...Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200				4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
V10	431 734,0	7 073 984,0	173,3	VESTAS V150-4.2 420...Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200				4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
V11	431 901,0	7 074 942,0	169,1	VESTAS V150-4.2 420...Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200				4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
V12	432 183,0	7 071 797,0	156,2	VESTAS V150-4.2 420...Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200				4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
V13	432 279,5	7 074 361,1	169,3	VESTAS V150-4.2 420...Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200				4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
V14	432 300,0	7 072 493,0	167,5	VESTAS V150-4.2 420...Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200				4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
V15	432 850,0	7 071 628,0	161,8	VESTAS V150-4.2 420...Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200				4 200	150,0	145,0	1 902	10,4
V16	432 963,0	7 072 303,0	165,3	VESTAS V150-4.2 420...Yes	VESTAS	V150-4.2-4 200				4 200	150,0	145,0	1 902	10,4

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]
A	420 902,1	7 076 222,2	128,7	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
B	421 214,8	7 076 897,7	120,2	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
C	422 660,0	7 079 264,6	117,5	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
D	423 526,6	7 072 706,2	135,6	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
E	424 908,1	7 072 384,7	136,5	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
F	425 192,0	7 078 316,4	121,5	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
G	425 411,7	7 078 200,6	122,9	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
H	425 571,8	7 078 179,6	124,0	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
I	426 703,5	7 078 135,1	135,1	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
J	427 892,3	7 077 407,2	144,6	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
K	428 747,9	7 076 305,1	148,0	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
L	428 851,6	7 074 262,1	146,0	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0
M	428 996,8	7 074 935,7	148,7	2,0	2,0	1,0	90,0	"Green house mode"	3,0

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]	
A	10:59	33	0:26	1:44	
B	10:41	32	0:26	1:51	
C	0:00	0	0:00	0:00	
D	0:00	0	0:00	0:00	
E	0:00	0	0:00	0:00	
F	0:00	0	0:00	0:00	
G	0:00	0	0:00	0:00	
H	0:00	0	0:00	0:00	
I	0:00	0	0:00	0:00	
J	0:00	0	0:00	0:00	
K	0:00	0	0:00	0:00	
L	6:19	25	0:20	1:11	
M	7:48	30	0:20	1:50	

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

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
34	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1301)	0:00	0:00
35	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1302)	0:00	0:00
36	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1303)	0:00	0:00
37	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1304)	0:00	0:00
38	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1305)	0:00	0:00
39	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1306)	0:00	0:00
40	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1307)	0:00	0:00
41	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1308)	0:00	0:00
42	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1309)	0:00	0:00

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result

Calculation: Väkemallinnus_Korteperä_yhteisvaikutukset_15102025

...continued from previous page

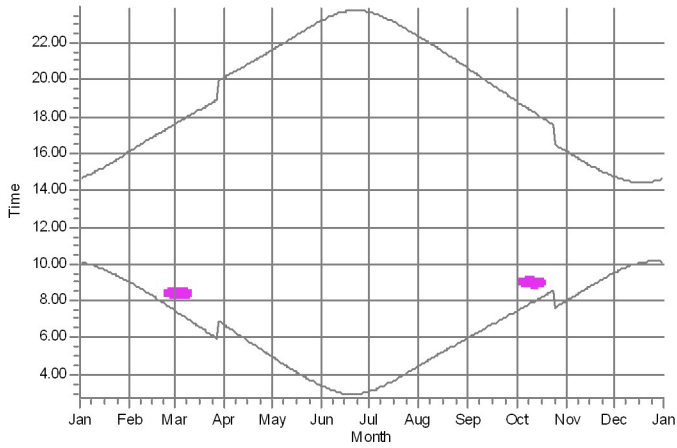
No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
43	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1310)	0:00	0:00
44	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1311)	0:00	0:00
45	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1312)	0:00	0:00
46	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1313)	10:41	1:51
47	NORDEX N163/5.X 5700 220.0 !O! hub: 210,0 m (TOT: 320,0 m) (1314)	10:59	1:44
R01	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (722)	0:00	0:00
R02	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (720)	0:00	0:00
R03	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (723)	0:00	0:00
R04	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (725)	0:00	0:00
R05	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (721)	0:00	0:00
R06	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (719)	0:00	0:00
R07	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (724)	0:00	0:00
R08	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (726)	0:00	0:00
S1	VESTAS V126-3.3 GridStreame 3300 126.0 !O! hub: 137,0 m (TOT: 200,0 m) (468)	0:00	0:00
S2	VESTAS V126-3.3 GridStreame 3300 126.0 !O! hub: 137,0 m (TOT: 200,0 m) (467)	0:00	0:00
S3	VESTAS V126-3.3 GridStreame 3300 126.0 !O! hub: 147,0 m (TOT: 210,0 m) (466)	0:00	0:00
S4	VESTAS V126-3.3 GridStreame 3300 126.0 !O! hub: 147,0 m (TOT: 210,0 m) (465)	0:00	0:00
S5	VESTAS V126-3.3 GridStreame 3300 126.0 !O! hub: 147,0 m (TOT: 210,0 m) (464)	0:00	0:00
S6	VESTAS V126-3.3 GridStreame 3300 126.0 !O! hub: 147,0 m (TOT: 210,0 m) (460)	0:00	0:00
S7	VESTAS V126-3.3 GridStreame 3300 126.0 !O! hub: 147,0 m (TOT: 210,0 m) (461)	0:00	0:00
S8	VESTAS V126-3.3 GridStreame 3300 126.0 !O! hub: 147,0 m (TOT: 210,0 m) (463)	0:00	0:00
S9	VESTAS V126-3.3 GridStreame 3300 126.0 !O! hub: 147,0 m (TOT: 210,0 m) (462)	0:00	0:00
V01	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (705)	6:19	1:11
V02	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (718)	7:48	1:50
V03	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (714)	0:00	0:00
V04	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (706)	0:00	0:00
V05	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (704)	0:00	0:00
V06	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (703)	0:00	0:00
V07	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (716)	0:00	0:00
V08	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (709)	0:00	0:00
V09	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (707)	0:00	0:00
V10	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (715)	0:00	0:00
V11	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (712)	0:00	0:00
V12	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (710)	0:00	0:00
V13	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (713)	0:00	0:00
V14	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (708)	0:00	0:00
V15	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (711)	0:00	0:00
V16	VESTAS V150-4.2 4200 150.0 !O! hub: 145,0 m (TOT: 220,0 m) (717)	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.

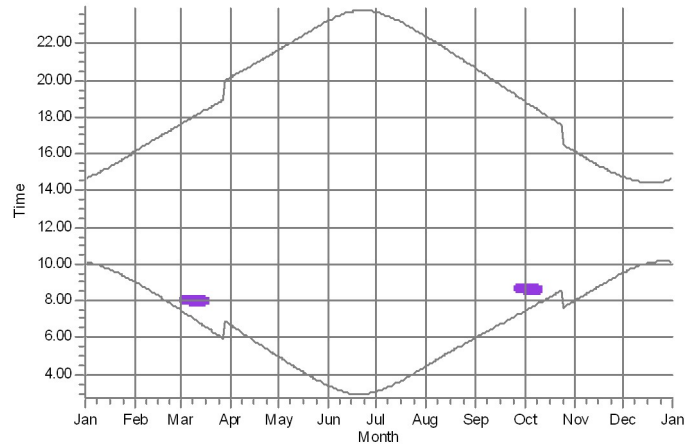
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Väkemallinnus_Korteperä_yhteisvaikutukset_15102025

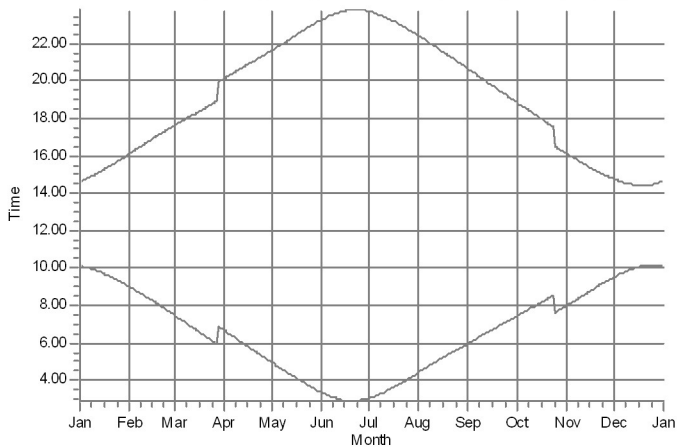
A: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (16)



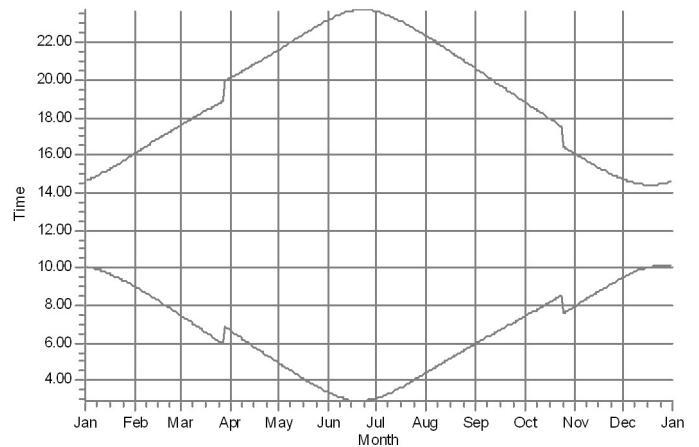
B: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (15)



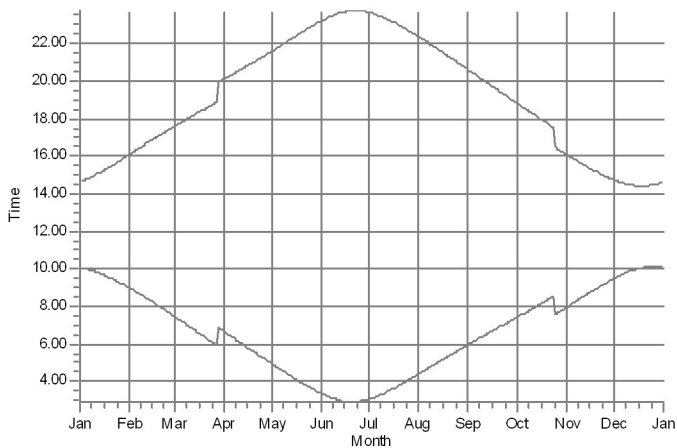
C: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (19)



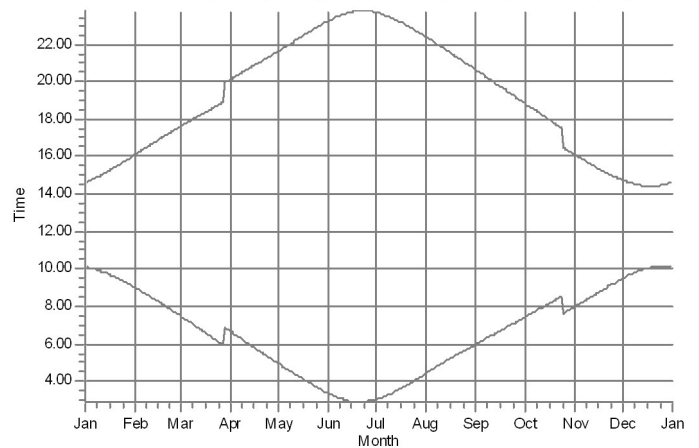
D: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (17)



E Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (18)



F: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (21)



WTGs

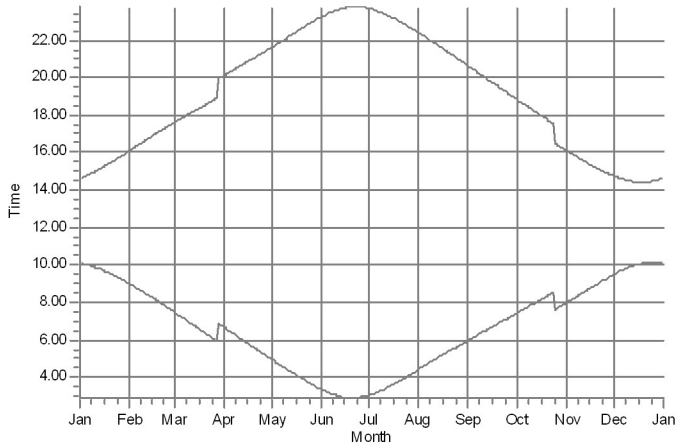
46: NORDEX N163/S.x 5700 220.0 101 hub: 210.0 m (TOT: 320.0 m) (1313)

47: NORDEX N163/S.x 5700 220.0 101 hub: 210.0 m (TOT: 320.0 m) (1314)

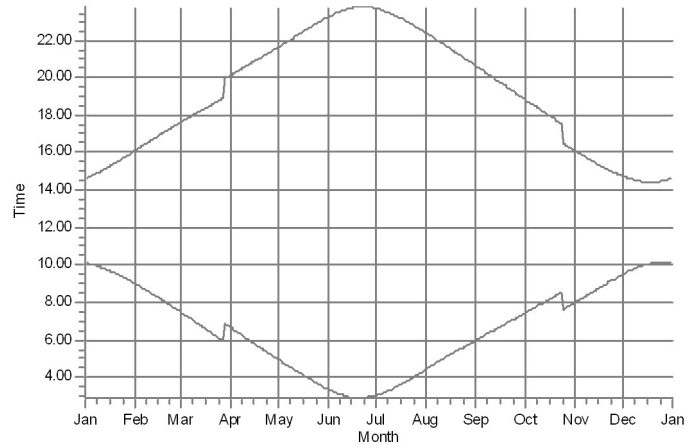
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Väkemallinnus_Korteperä_yhteisvaikutukset_15102025

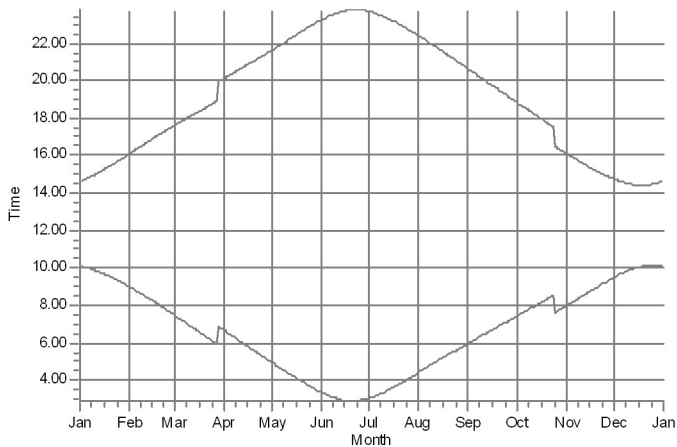
G: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (14)



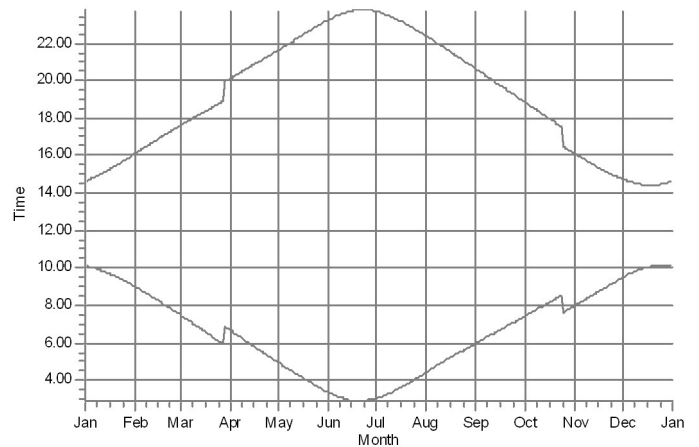
H: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (13)



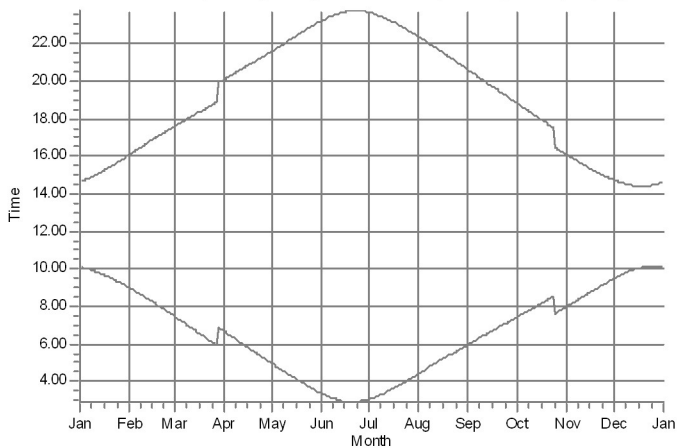
I: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (20)



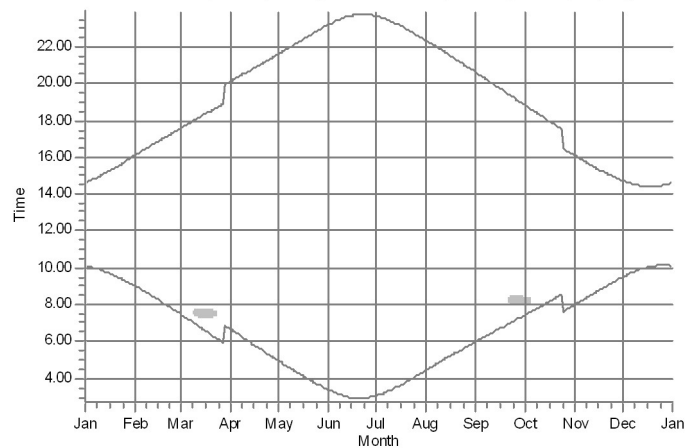
J: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (12)



K: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (11)



L: Shadow Receptor: 2,0 × 2,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (10)

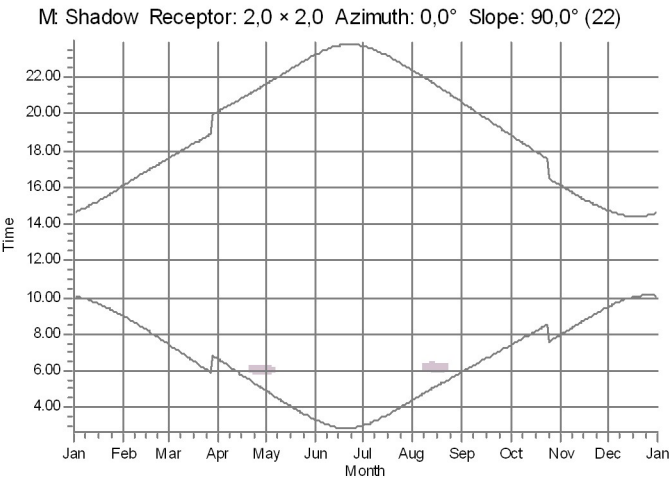


WTGs

V01: VESTAS V150-4.2 4200 150.0 101 hub: 145.0 m (TOT: 220.0 m) (705)

SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Vlkemallinnus_Korteper_yhteisvaikutukset_15102025



WTGs
V02: VESTAS V150-4.2 4200 150.0 101 hub: 145.0 m (TOT: 220.0 m) (718)