

Vastaanottaja  
Voimavapriikki Oy

Asiakirjatyyppi  
Raportti

Päivämäärä  
18.11.2013

Viite  
82141474

# KII MASSUON TUULI VOIMA- PUISTO VÄLKEMALLINNUKSEN PÄI- VITYS, KAAVA 1

# KII MASSUON TUULIVOIMAPUISTO VÄLKEMALLINNUKSEN PÄIVITYS, KAAVA 1

Päivämäärä 18.11.2013  
Laatija Arttu Ruhanen  
Tarkastaja Janne Ristolainen

Kiimassuon alueelle suunnitellun tuulivoimahankkeen  
välkemallinnus kaavalle 1

Sisältää Maanmittauslaitoksen Maastotietokannan 04/2013  
aineistoa.

[http://www.maanmittauslaitos.fi/avoindata\\_lisenssi\\_versio1\\_20120501](http://www.maanmittauslaitos.fi/avoindata_lisenssi_versio1_20120501)

Viite 82141474

## SISÄLTÖ

1.	Yleistä	1
2.	Suunnitteluohjeavot	1
3.	Vaikutusmekanismit	2
4.	Mallinnusmenetelmä ja lähtötiedot	2
4.1	Mallinnusohjelma ja laskentamalli	2
4.2	Laskentojen epävarmuus	2
4.3	Välkelaskenta	2
4.4	Maastomalli	3
4.5	Tuulivoimatiedot	3
5.	Mallinnustulokset ja tulosten tulkinta	3
6.	Välkevaikutuksien vähentäminen	4
	LIITTEET	4
	LÄHTEET	5

## 1. YLEISTÄ

Voimavapriikki Oy suunnittelee tuulivoimapuiston sijoittamista Kiimassuon alueelle, joka sijaitsee Jokioisten ja Tammelan kuntien ja Forssan kaupungin alueella. Suunnittelu on tällä hetkellä tuulivoimapuiston teemayleiskaavavaiheessa.

Ramboll on tehnyt useita välkeselvityksiä Kiimassuon hankkeeseen liittyen. Viimeisin kaavalle 1 tehty välkeselvitys on päivätty 22.8.2013. Nyt käsillä olevassa 10 voimalan päivityksessä (18.11.2013) on jätetty pois voimala nro 15 aiempaan kaavaehdotuksen hankekokoaisuuteen verrattuna. Mallinnus/Liite 4.1 vastaa vahvistettavaksi esitettävän kaavan voimalaitosten sijoittelua.

Alueen kaavoituksessa edetään kahdella erillisellä kaavalla, joiden hankekokoaisuudet määräytyvät kohteeseen tehtyjen meluselvitysten perusteella:

- kaava 1, jossa voimaloiden tuottamaa melua ei tarvitse rajoittaa
- kaava 2, jossa on mukana voimalat, joita mahdollisesti pitää rajoittaa

Tarkasteltavina olivat 8.11.2013 päivätysssä meluselvityksessä melun kannalta mahdollisiksi todetut kaavan 1 kolme erilaista hankevaihtoa. Välkemallinnuksen tulokset esitetään kahdelle hankevaihtoehdolle, jotka työn aikana todettiin täyttävän kaavan 1 vaatimukset.

Välkevaikutusten raportoinnissa ja tarkasteluissa otettiin huomioon Hämeen ELY-keskuksen Forssan kaupungille ja Tammelan kunnalle 18.2.2013 antamat lausunnot.

Työ on tehty Voimavapriikki Oy:n toimeksiannosta, josta yhteyshenkilönä toimi Lasse Kosonen. Selvityksen on laatinut Ramboll Finland Oy:ssä suunnittelija ins.(AMK) Arttu Ruhanen.

## 2. SUUNNITTELUOHJEARVOT

Tuulivoimaloista aiheutuvalle vilkkuvalla varjostukselle ei ole määritelty Suomessa raja- tai ohje-arvoja. Ympäristöministeriö julkisti 6.7.2012 Tuulivoimarakentamisen suunnittelu (Ympäristöhallinnon ohjeita 4/2012) oppaan, jossa suositellaan käyttämään apuna muiden maiden suosituksia välkkeen rajoittamisesta. [1]

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. VAIKUTUSMEKANI SMIT

Tuulivoimalat voivat aiheuttaa varjostusvaikutusta lähiympäristöönsä, kun auringon säteet suuntautuvat tuulivoimalan roottorin lapojen takaa tiettyyn katselupisteeseen. Toiminnassa oleva tuulivoimala aiheuttaa tällöin ns. vilkkuvaa varjostusilmiötä. Nykyaikaisten 3-lapaisten voimaloiden välketaajuus on noin 1 Hz eli noin yksi vilkkuminen sekunnissa, taajuus riippuu roottorin pyörimisnopeudesta.

Välkeilmiö on säästä riippuvainen ja sitä ei esiinny kun aurinko on pilvessä tai kun tuulivoimala ei ole käynnissä. Pisimmälle varjo ulottuu, kun aurinko on matalalla (aamulla ja illalla). Kun aurinko laskee riittävän matalalle, yhtenäistä varjoa ei enää muodostu. Tämä johtuu siitä, että valonsäteet joutuvat kulkemaan pitemmän matkan ilmakehän läpi, jolloin säteily hajaantuu.

### 4. MALLINNUKSEN MENETELMÄ JA LÄHTÖTIEDOT

#### 4.1 Mallinnusohjelma ja laskentamalli

Suunnitellun tuulivoimalan ympäristöönsä aiheuttaman ns. vilkkuvan varjostuksen esiintymisalue ja esiintymistiheys laskettiin EMD WindPRO 2.9 -ohjelman Shadow -moduulilla, joka laskee kuinka usein ja minkälaisina jaksoina tietty kohde on tuulivoimaloiden luoman vilkkuvan varjostuksen alaisena. Ohjelma on yleisesti käytössä tuulivoimaloiden aiheuttaman vilkkuvan varjostuksen mallinnuksessa. Lisätietoja ohjelmasta saa internet-osoitteesta <http://www.emd.dk/>.

Laskentamallin kuvaus löytyy raportin liitteenä 1 [2].

Ohjelmalla voidaan tehdä kahdentyyppisiä laskentoja, ns. Pahin tilanne (*Worst Case*)- ja Todellinen tilanne (*Real Case*) -laskelmia. Vilkkuvan varjostuksen esiintymisalueesta laskettavan kartan lisäksi voidaan laskea yksittäisiin reseptoripisteisiin kohdistuvaa välkevaikutusta.

#### 4.2 Laskentojen epävarmuus

Shadow-moduulin laskentamallin kuvauksessa ei ole esitetty epävarmuutta mallin antamille tuloksille.

Worst Case tuloksiin auringonpaisteisuustiedoilla ja tietyn tuulen suunnan toiminnallisella ajalla ei ole merkitystä. Koska laskenta perustuu auringon asemaan suhteessa tuulivoimalaitokseen ja tarkastelupisteeseen, voidaan laskennan tarkkuutta pitää hyvinkin luotettavana. Real Case tuloksiin auringonpaisteisuustiedot ja tuulen suuntien toiminnalliset ajat vaikuttavat. Mikäli voimalan roottori liikkuu tunteina vähemmän ja aurinko paistaa vähemmän, vähentää se välkeilmiön esiintymistä nyt lasketusta, ja mikäli enemmän, se vastaavasti lisää välkeilmiön esiintymismahdollisuuksia Real Case tuloksissa.

Laskenta ei huomioi metsän tai muun kasvillisuuden aiheuttamaa peitevaikutusta. Jos tuulivoimaloiden ja katselupisteen välillä on muita välkkeen esiintymiseen vaikuttavia asioita, kuten esimerkiksi tiheää metsää tai korkeita rakennelmia, eivät todelliset välkevaikutukset ole välttämättä niin suuret kuin mallinnustulokset. Jos tuulivoimalat eivät näy katselupisteeseen, ei myöskään vilkkuvaa varjostusta aiheudu. Myös tuulivoimalaitosten tornin korkeudella sekä lavan pituudella ja muodolla on vaikutusta välkealueiden kokoon.

#### 4.3 Välkelaskenta

Laskentapisteen väliseksi etäisyydeksi määritettiin 10 metriä. Laskennan tarkastelukorkeutena käytettiin 1,5 metriä, eli noin ihmisen silmänkorkeutta. Välkkeen teoreettinen maksimietäisyys määräytyy mallinnuksessa käytetyn laitosmallin tiedoista WindPro -ohjelman laitoskirjastosta. Laskenta tehtiin 1 minuutin tarkkuudella. Saksalaisen ohjeistuksen (joka on yleisesti käytössä oleva laskentatapa) mukaan välkevaikutusta laskettaessa [3]:

- Auringonpaistekulman raja horisontista on kolme astetta, jonka alle menevää auringon säteilyä ei oteta huomioon
- Laskennassa roottorin lavan tulee peittää vähintään 20 % auringosta

Worst Case –laskennat olettavat auringon paistavan koko ajan, kun aurinko on horisontin yläpuolella ja tuulivoimaloiden oletetaan käyvän koko ajan sekä tuulen suunnan seuraavan aurinkoa siten, että välkettä syntyy tarkastelupisteeseen aina maksimaalinen määrä. Tulos on teoreettinen, koska sään ollessa pilvinen tai tyyni tai tuulen suunnan painaessa lavan tason samansuuntaiseksi kuin auringon ja katselupisteen välinen jana, tuulivoimala ei aiheuta välkevaikutusta.

Real Case –laskennoissa huomioidaan alueen tuulisuus- ja auringonpaistetiedot. Worst case -tuloksista tehdään vähennykset auringonpaistetietoihin ja käyttötuntitietoihin (tuulensuunta sektoreittain) perustuen, josta saadaan Real case -tulos. Säähavaintotietoina käytettiin Ilmatieteen laitoksen Jokioisten Observatorion keskiarvoisia auringonpaisteisuus- sekä tuulensuuntatietoja ilmastolliselta vertailukaudelta 1981-2010 [4]. Voimalan roottorin on oletettu tässä laskennassa liikkuvan 80 % vuoden tunneista.

#### 4.4 Maastomalli

Maastomalli on laadittu Maanmittauslaitoksen maastotietokannan korkeusaineistolla, jossa korkeuskäyrät ovat 2,5 metrin välein. Maastomallissa ei huomioitu puustoa tai rakennuksia. Kartassa esitetyt rakennustiedot saatiin Maanmittauslaitoksen maastotietokannasta.

#### 4.5 Tuulivoimalatiedot

Välkemallinnus tehtiin kaavan 1 mahdollistavalla hankekokonaisuudella, jossa voimalaitoksia on 10 kpl ja karsinta on perustunut kaavaa 1 varten laadittuun viimeisimpään meluselvitykseen [5].

Meluselvityksen mukaan Nordex laitoksilla voidaan toteuttaa 11 voimalan hankekokonaisuus siten, että 26.2.2013 layoutin mukaisesta 15 voimalan hankkeesta tiputetaan pois seuraavat voimalat (3 eri hankesuunnitelmaa):

- 24, 25, 38 ja 39
- 24, 27, 38 ja 39
- 27, 37, 39 ja 39

Edellä mainittujen voimaloiden lisäksi hankekokonaisuudesta jätettiin pois voimala nro 15 (Voimavapriikki Oy, L.Kosonen 7.11.2013).

Osa laitoksista on napakorkeudeltaan 100 m ja osa 120 m. Tuulivoimalaitosten koordinaatit (layout 26.2.2013) ja tornin korkeudet on esitetty liitteessä 2.

Kaavan 1 viimeisin melutarkastelu tehtiin Nordex laitosmallien tiedoilla, jolloin 100 m napakorkeuden laitosten roottorin halkaisija oli 100 m (Nordex N100/2500) ja 120 napakorkeuksilla laitoilla 117 m (Nordex N117/2400) [5].

## 5. MALLINNUSTULOKSET JA TULOSTEN TULKINTA

Kaavassa 1 haettiin hankekokonaisuutta, jolla tuulivoimaloiden tuottamaa melua ja välkettä ei tarvitse rajoittaa. Välkkeen osalta rajana käytettiin tilannetta, jossa välkkeen määrä jää Real Case -mallinnuksen mukaan asuintaloilla ja lomarakennuksilla alle 10 tuntiin vuodessa (Tanskan mallin mukainen raja-arvo).

Välkemallinnuksen mukaan poistamalla 26.2.2013 layoutin viidestätoista voimalaitoksesta joko laitokset 24, 27, 38 ja 39 tai laitokset 27, 37, 38 ja 39, päästään asuintaloilla välkemäärässä alle 10 tuntiin vuodessa. Edellä mainittujen voimaloiden lisäksi hankekokonaisuudesta jätettiin pois voimala nro 15 (Voimavapriikki Oy, L.Kosonen 7.11.2013). Molemmilla edellä mainituilla 10 voimalan hankekokonaisuuksilla vuotuinen mallinnuksen mukainen välkemäärä jää alle 8 tuntiin kaikkien ympäristön asuintalojen kohdalla.

Hankevaihtoehdon jossa on poistettu laitokset 15, 24, 27, 38 ja 39 välkekartta, reseptoripistelas-kentöjen tulokset sekä ajankohdat milloin välkettä voi reseptoripisteissä teoriassa esiintyä, on esitetty liitteissä 3.1-3.3.

Hankevaihtoehdon jossa on poistettu laitokset 15, 27, 37, 38 ja 39 välkekartta, reseptoripistelas-kentöjen tulokset sekä ajankohdat milloin välkettä voi reseptoripisteissä teoriassa esiintyä, on esitetty liitteissä 4.1-4.3.

Yleisesti välkkeen esiintymisajankohdista voidaan sanoa, että voimalaitoksen kaakkoispuolella välkettä voi esiintyä kevät-kesäaikaan iltaisin ja lounaispuolella aamuisin. Hankealueen pohjoispuolella välkkeen esiintyminen ajoittuu talvelle puolenpäivän aikaan. Liitteenä olevista graafisista kalentereista voidaan nähdä tarkemmin milloin kussakin reseptoripisteessä välkettä voi mahdollisesti esiintyä.

Välkkeen vuotuinen todellinen määrä voi erota tietyissä tarkastelupisteissä mallinnuksen tuloksesta. Mallinnuksen mukainen Real case –tulos on pitkän ajan keskiarvo ja eri vuosina sääolosuhteet eroavat toisistaan. Välkevaikutusten todellinen tilanne siis vaihtelee eri vuosina, koska välkkeen esiintyminen tietyssä katselupisteessä tietyllä hetkellä edellyttää, että

- aurinko paistaa tuulivoimalaitosten takaa tarkastelupisteeseen
- tuulivoimala pyörii ja tuulen suunta mahdollistaa vilkkuvan varjon syntymisen
- ilman kirkkaus mahdollistaa vilkkuvan varjon syntymisen

Välkkeen esiintymiseen tietyssä tarkastelupisteessä vaikuttaa myös tarkastelupisteen todellinen lähiympäristö kuten mm. puusto ja rakennukset, joita ei mallinnuksessa huomioida.

## 6. VÄLKEVAIKUTUKSIEN VÄHENTÄMINEN

Tarvittaessa ympäristössä aiheutuvia välkevaikutuksia voidaan vähentää mm. tuulivoimalaan liitettävällä välkkeen rajoitusjärjestelmällä. Tällöin voimalaan asennetaan valotunnistin ja roottori ohjelmoidaan pysähtymään siksi aikaa, kun tietyssä sektorissa (esim. sektori, jossa asuintaloja) esiintyy välkettä.

Välkevaikutuksen vähentämiseksi on esitetty myös puustovyöhykkeiden säilyttäminen/kasvattamista. Puuston on kuitenkin oltava riittävän tiheää ja korkeata sekä suojata piha-aluetta kattavasti, jotta sillä saadaan estettyä välkkeen esiintyminen asuintalojen ikkunoissa ja oleskelupihoilla. Myös vuodenaikojen vaihtelun vaikutus lehvästön tiheyteen tulee huomioida. Jos tuulivoimalat eivät näy häiriintyvään kohteeseen, ei myöskään välkettä aiheudu. [6]

## LIITTEET

- Liite 1 Shadow -laskentamallin kuvaus  
Liite 2 Tuulivoimalaitosten koordinaatit

### Poistettu laitokset 15, 24, 27, 38 ja 39

- Liite 3.1 Real Case -laskennalliset välkevyöhykkeet  
Liite 3.2 Reseptoripistelaskennan tulokset  
Liite 3.3 Graafinen kalenteri välkkeen mahdollisen esiintymisen ajankohdista

### Poistettu laitokset 15, 27, 37, 38 ja 39

- Liite 4.1 Real Case -laskennalliset välkevyöhykkeet  
Liite 4.2 Reseptoripistelaskennan tulokset  
Liite 4.3 Graafinen kalenteri välkkeen mahdollisen esiintymisen ajankohdista

## LÄHTEET

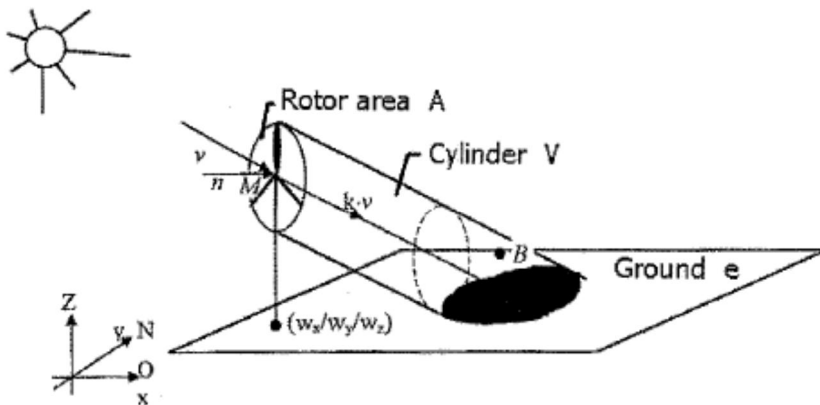
1. Tuulivoimarakentamisen suunnittelu, Ympäristöhallinnon ohjeita 4/2012
2. WindPRO 2.8 User Manual
3. Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen, WEA-Shattenwurf-Hinweise
4. Ilmatieteen laitos, Tilastoja Suomen ilmastosta 1981-2010, Raportteja 2012: 1
5. Voimavapriikki Oy, Kiimassuon tuulivoimapuisto, Meluselvityksen päivitys kaava 1 (Ramboll Finland Oy, 8.11.2013)
6. Update of UK Shadow Flicker, Evidence Base, Final Report



## SHADOW -laskentamenetelmä

Potentiaalisen varjostusvaikutuksen laskenta tiettyyn naapuripisteeseen tehdään simuloimalla tilanne. Auringon suhteellinen asema tuulimyllyn roottorialueeseen ja muodostuva varjo lasketaan 1 minuutin askelin koko vuoden aikana. Mikäli roottorialueen varjo (joka laskennassa oletetaan kiinteäksi) heittää varjon "ikkunaan", joka on määritelty laskentapisteesi (reseptori), rekisteröidään tämä 1 minuutin ajan kestäväksi potentiaaliseksi varjostusvaikutukseksi. Seuraavat syöttötiedot tarvitaan:

- Tuulimyllyn sijainti (x, y, z koordinaatit)
- Tuulimyllyn napakorkeus ja roottorin halkaisija
- Laskentapisteen (reseptorin) sijainti (x, y, z koordinaatit)
- "Ikkunan" koko ja suuntaus (ilmansuunta, kaltevuus)
- Maantieteellinen sijainti (pituusaste, leveysaste) sekä aikavyöhyke ja kesä-/talviaika
- Simulointimalli, jossa on tieto maan kiertoradasta ja pyörimisliikkeestä suhteessa aurinkoon



### SHADOW -laskentamalli

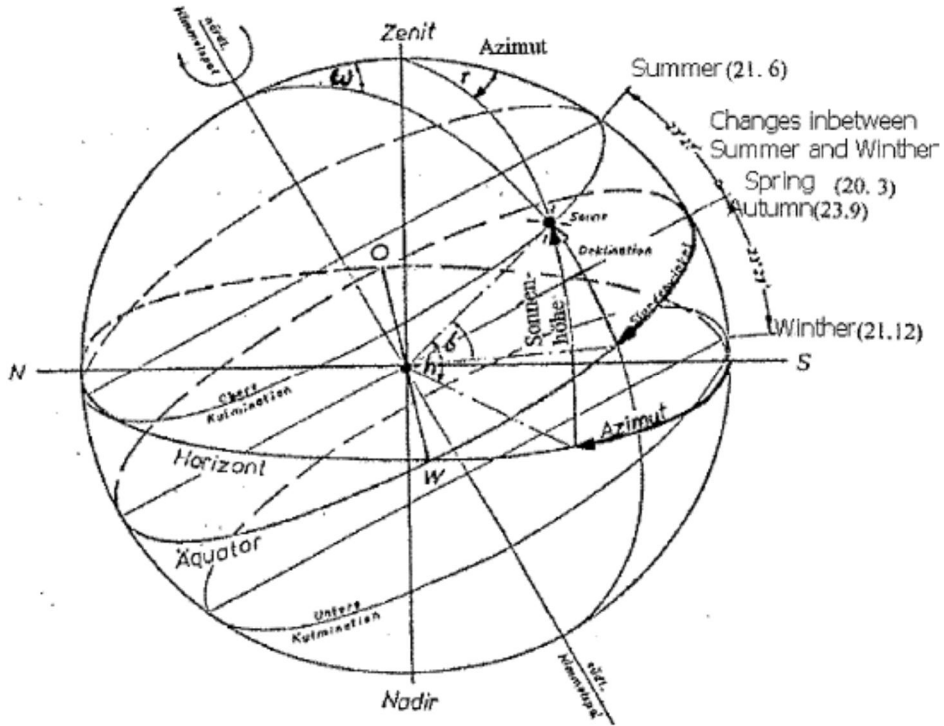
WindPro-ohjelman käyttämässä vilkkuvan varjon laskentamallissa seuraavat muuttujat määrittelevät varjon lisääntymiskulmaa roottoritason takana:

- Auringon läpimitta, D: 1 390 000 km
- Etäisyys aurinkoon, d: 150 000 000 km
- Kohdistumiskulma: 0,531 astetta

Teoreettisesti tämä aiheuttaisi esim. 45 m roottorialueesta varjostusvaikutuksen, joka ulottuisi 4,8 km etäisyydelle. Todellisuudessa vilkkuva varjostus ei kuitenkaan koskaan ulotu teoreettiseen maksimietäisyyteen johtuen ilmakehän optisista olosuhteista. Kun aurinko laskee tarpeeksi alhaalle ja etäisyys kasvaa, varjo hajaantuu ennen kuin se saavuttaa maan (tai reseptoripisteen). Kuinka kauas tuulimyllystä varjo voi olla näkyvä, ei ole kovin hyvin dokumentoitu. Ainoastaan Saksassa on annettu tämän suhteen ohjeellisia arvoja (ks. edellä). Oletusarvo maksimietäisyydelle WindPro-ohjelmassa on 2 km tai roottorialueen on peitettävä 20 % auringosta, kumpi on lyhyempi sekä oletus minimikulmana 3 astetta yli horisontin. Mikäli saksalaisia ohjeita käytetään, maksimietäisyys jokaisesta tuulimyllystä voidaan laskea kaavalla:

$$\text{max. etäisyys} = (5 \cdot w \cdot d) / 1\,097\,780$$

jossa  $w$  on keskimääräinen roottorilavan leveys. Lukuarvo 1 097 780 on johdettu auringon läpimitasta vähennettynä kompensatiotekijällä, mikä johtuu auringon pyöreystä.



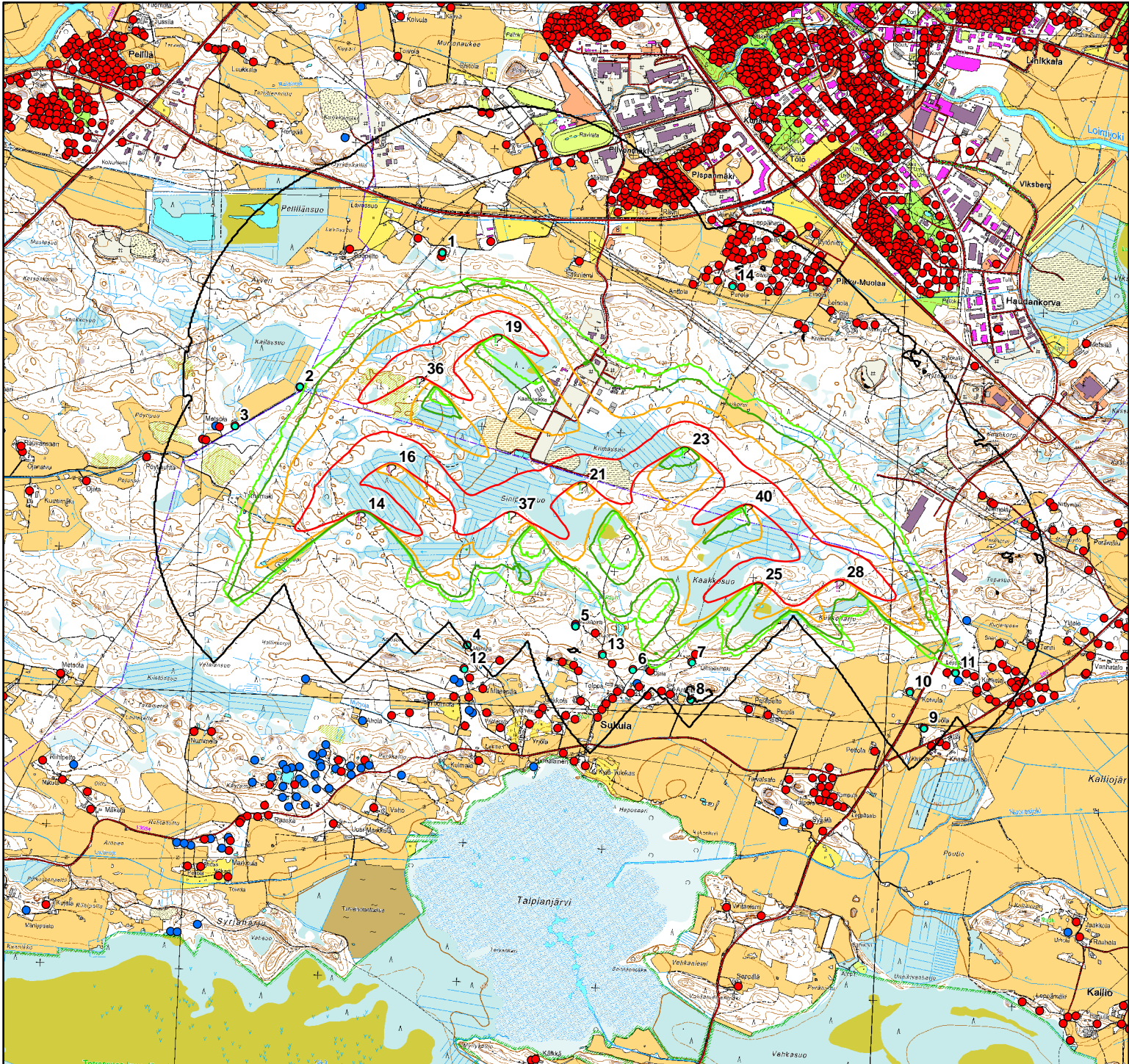
Kiimassuon tuulivoimapuisto  
Voimalaitosten koordinaatit (layout 26.2.2012) ja napakorkeudet

nro	KKJ Yhtenäis		napakorkeus, m
	X	Y	
14	3312773	6746129	120
15	3312600	6745701	120
16	3312992	6746469	120
19	3313758	6747403	100
21	3314367	6746342	100
23	3315107	6746598	100
24	3314831	6746138	100
25	3315634	6745620	100
27	3315902	6745234	120
28	3316219	6745633	120
36	3313195	6747103	100
37	3313856	6746130	100
38	3313451	6745773	120
39	3312466	6746429	120
40	3315559	6746185	100

**Kiimassuon tuulivoimapuisto  
Välkemallinnus (WindPro 2.9)**

A.Ruhanen 18.11.2013

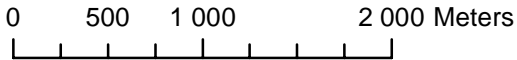
Layout 26.2.2013  
Poistettu laitokset 15, 24, 27, 38 ja 39  
10 voimalaitosta (kaava 1)



**Välketunteja vuodessa  
Real Case -mallinnus**

- 0
- 8
- 10
- 15
- 30

- ⊙ HH 100 m, roottori 100 m
- ⊙ HH 120 m, roottori 117 m
- asuinrakennus
- lomarakennus
- reseptoripiste



Project: Description:

Kiimassuo

Printed/Page  
18.11.2013 15:19 / 1

Licensed user:  
**Ramboll Finland Oy / ICT**  
Niemenkatu 73  
FI-15140 Lahti  
+358 20 755 7170  
Arttu Ruhanen / arttu.ruhanen@ramboll.fi  
Calculated:  
18.11.2013 13:20/2.9.207

### SHADOW - Main Result

Calculation: Real, layout 2013-02-26 Kaava 1 (15, 24, 27, 38, 39 pois)

#### Assumptions for shadow calculations

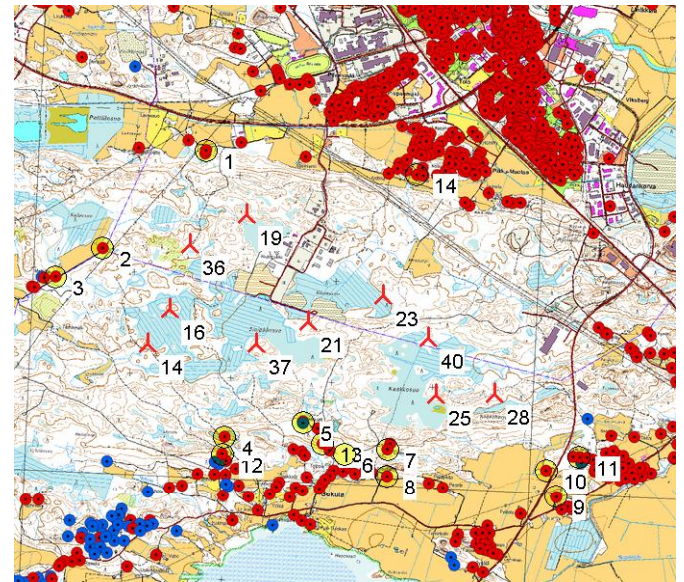
Maximum distance for influence  
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade  
Please look in WTG table

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  
1,16 2,61 4,19 6,43 8,42 8,50 8,58 6,71 4,57 2,52 1,10 0,81

Operational time  
N NE E SE S SW W NW Sum  
727 587 727 727 1 077 1 498 867 797 7 007  
Idle start wind speed : Cut in wind speed from power curve

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: Height Contours: Kiimassuo Forssa.wpo (1)  
Obstacles used in calculation  
Eye height: 1,5 m  
Grid resolution: 10,0 m



#### WTGs

KKJ Zone: 3				Row data/Description	WTG type			Shadow data			
East	North	Z	Valid		Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM
14	3 312 773	6 746 129	120,0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! ...No	NORDEX	N117-2 400	2 400	117,0	120,0	1 487	11,8
16	3 312 992	6 746 469	121,3	NORDEX N117 2400 117.0 !O! ...No	NORDEX	N117-2 400	2 400	117,0	120,0	1 487	11,8
19	3 313 758	6 747 403	127,3	NORDEX N100 2500 99.8 !O! h... Yes	NORDEX	N100-2 500	2 500	99,8	100,0	1 700	14,9
21	3 314 367	6 746 342	121,6	NORDEX N100 2500 99.8 !O! h... Yes	NORDEX	N100-2 500	2 500	99,8	100,0	1 700	14,9
23	3 315 107	6 746 598	120,0	NORDEX N100 2500 99.8 !O! h... Yes	NORDEX	N100-2 500	2 500	99,8	100,0	1 700	14,9
25	3 315 634	6 745 620	125,7	NORDEX N100 2500 99.8 !O! h... Yes	NORDEX	N100-2 500	2 500	99,8	100,0	1 700	14,9
28	3 316 219	6 745 633	125,0	NORDEX N117 2400 117.0 !O! ...No	NORDEX	N117-2 400	2 400	117,0	120,0	1 487	11,8
36	3 313 195	6 747 103	125,0	NORDEX N100 2500 99.8 !O! h... Yes	NORDEX	N100-2 500	2 500	99,8	100,0	1 700	14,9
37	3 313 856	6 746 130	124,6	NORDEX N100 2500 99.8 !O! h... Yes	NORDEX	N100-2 500	2 500	99,8	100,0	1 700	14,9
40	3 315 559	6 746 185	122,5	NORDEX N100 2500 99.8 !O! h... Yes	NORDEX	N100-2 500	2 500	99,8	100,0	1 700	14,9

#### Shadow receptor-Input

KKJ Zone: 3				Width [m]	Height [m]	Height a.g.l. [m]	Degrees from south cw [°]	Slope of window [°]	Direction mode
No.	East	North	Z						
1	3 313 358	6 748 034	110,0	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"
2	3 312 332	6 747 068	115,0	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"
3	3 311 866	6 746 786	115,0	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"
4	3 313 538	6 745 206	121,6	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"
5	3 314 317	6 745 343	125,0	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"
6	3 314 730	6 745 028	115,6	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"
7	3 315 157	6 745 080	116,7	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"
8	3 315 148	6 744 812	104,2	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"
9	3 316 828	6 744 607	102,7	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"
10	3 316 725	6 744 868	105,4	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"
11	3 317 055	6 745 005	110,0	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"
12	3 313 516	6 745 034	120,3	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	"Green house mode"
13	3 314 513	6 745 137	123,3	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	"Green house mode"
14	3 315 447	6 747 791	108,6	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	"Green house mode"

Project: Description:

Kiimassuo

Printed/Page  
18.11.2013 15:19 / 2Licensed user:  
**Ramboll Finland Oy / ICT**  
Niemenkatu 73  
FI-15140 Lahti  
+358 20 755 7170  
Arttu Ruhanen / arttu.ruhanen@ramboll.fi  
Calculated:  
18.11.2013 13:20/2.9.207**SHADOW - Main Result****Calculation:** Real, layout 2013-02-26 Kaava 1 (15, 24, 27, 38, 39 pois)**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	46:41	118	0:32	4:36
2	54:00	144	0:34	7:38
3	24:29	85	0:25	3:57
4	0:02	2	0:01	0:00
5	11:39	61	0:18	2:43
6	23:34	71	0:23	5:43
7	22:36	58	0:39	5:25
8	15:03	49	0:22	3:38
9	9:23	49	0:16	2:10
10	9:36	40	0:19	2:10
11	33:46	95	0:28	7:27
12	0:00	0	0:00	0:00
13	8:16	33	0:20	1:53
14	16:28	50	0:30	1:19

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

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
14	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120,0 m (TOT: 178,5 m) (263)	30:19	3:05
16	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120,0 m (TOT: 178,5 m) (265)	25:41	3:46
19	NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (267)	24:45	3:17
21	NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (268)	0:00	0:00
23	NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (270)	14:45	1:11
25	NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (277)	59:47	13:48
28	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120,0 m (TOT: 178,5 m) (262)	62:16	14:29
36	NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (266)	44:27	5:58
37	NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (269)	5:00	1:12
40	NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (273)	8:33	1:50

Project: Description:

Kiimassuo

Printed/Page  
18.11.2013 15:21 / 1

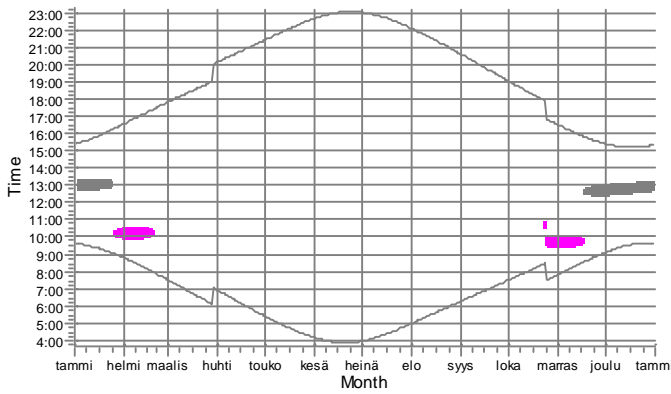
Licensed user:  
**Ramboll Finland Oy / ICT**  
Niemenkatu 73  
FI-15140 Lahti  
+358 20 755 7170

Arttu Ruhanen / arttu.ruhanen@ramboll.fi  
Calculated:  
18.11.2013 13:20/2.9.207

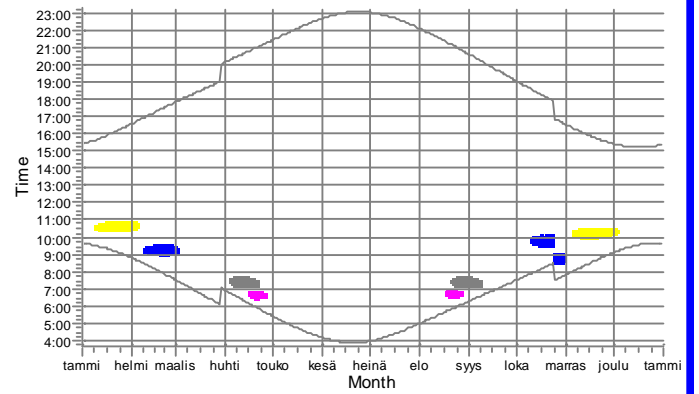
### SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Real, layout 2013-02-26 Kaava 1 (15, 24, 27, 38, 39 pois)

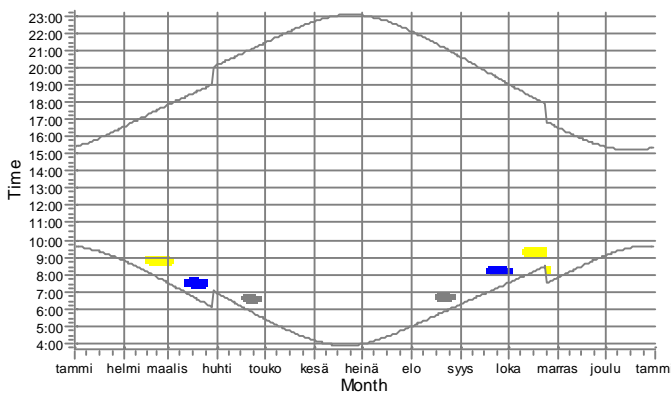
1: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (1)



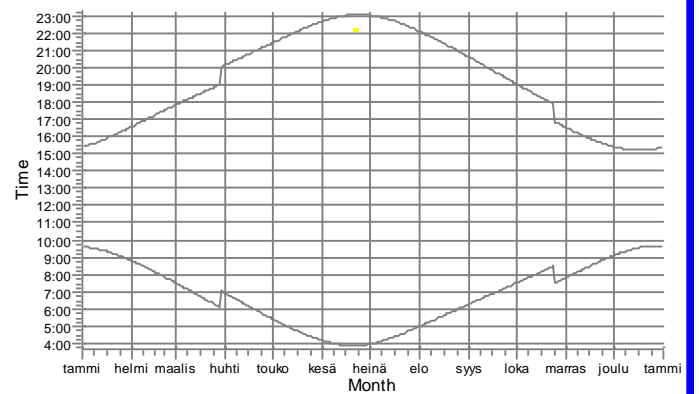
2: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (2)



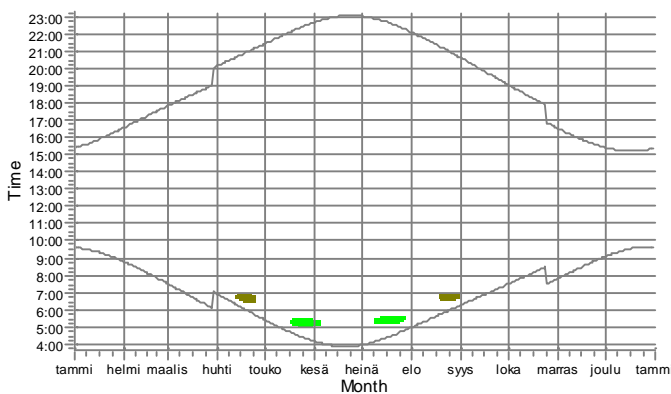
3: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (3)



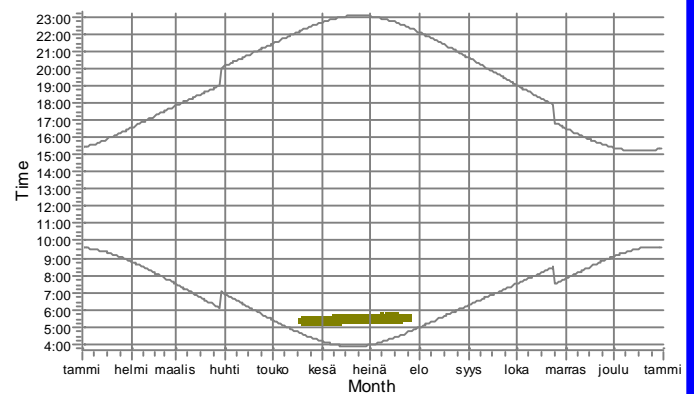
4: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (4)









5: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (5)



6: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (6)



WTGs

- |   |  |   |   |
|---|--|---|---|
|  | 14: NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120,0 m (TOT: 178,5 m) (263) |  | 19: NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (267) |
|  | 16: NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120,0 m (TOT: 178,5 m) (265) |  | 40: NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (273) |
|  | 36: NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (266)  |  | 25: NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (277) |

Project: Description:

Kiimassuo

Printed/Page  
18.11.2013 15:21 / 2

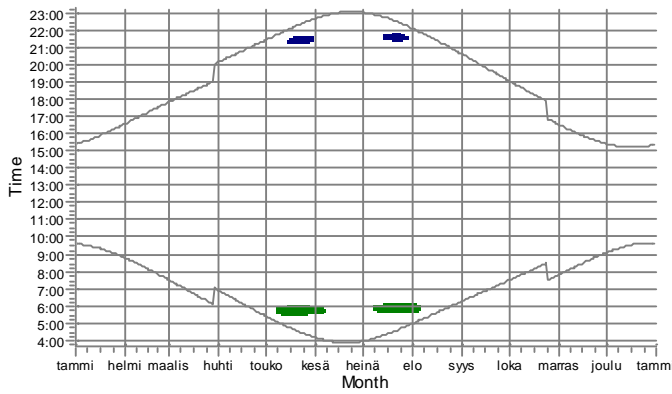
Licensed user:  
**Ramboll Finland Oy / ICT**  
Niemenkatu 73  
FI-15140 Lahti  
+358 20 755 7170

Arttu Ruhanen / arttu.ruhanen@ramboll.fi  
Calculated:  
18.11.2013 13:20/2.9.207

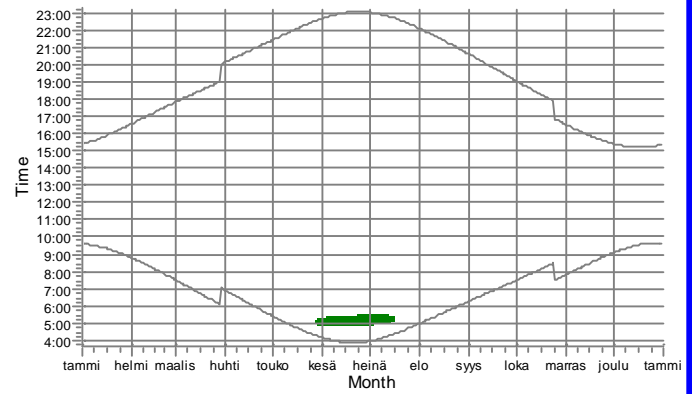
### SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Real, layout 2013-02-26 Kaava 1 (15, 24, 27, 38, 39 pois)

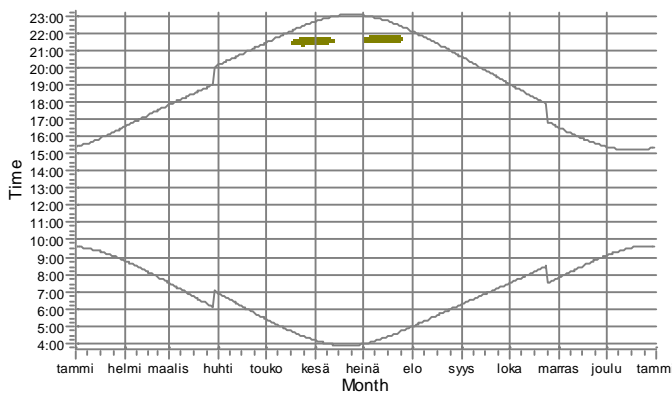
7: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (7)



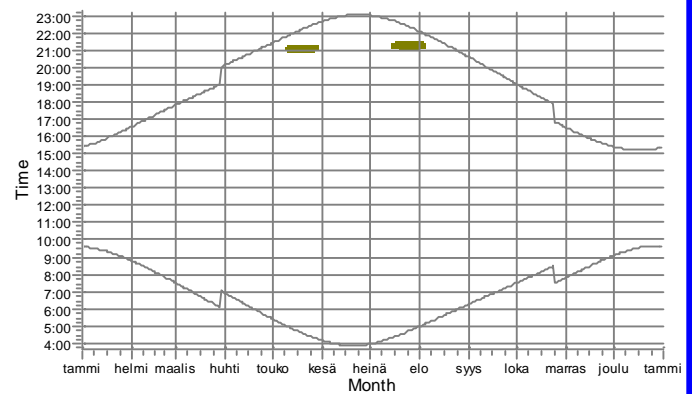
8: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (8)



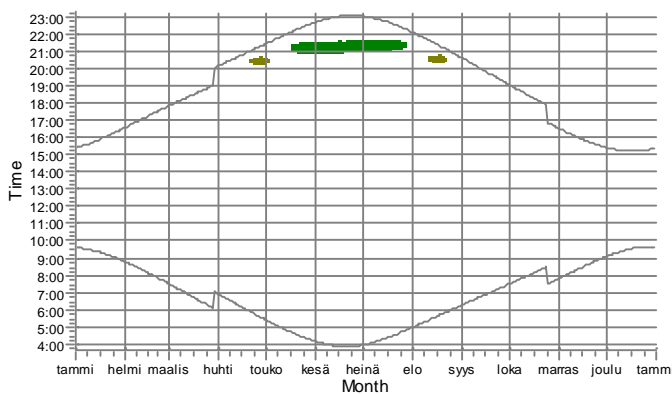
9: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (9)



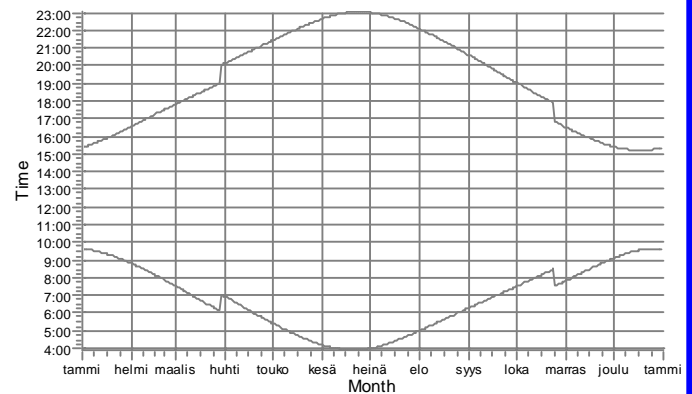
10: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (10)



11: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (11)



12: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (12)



WTGs

- 28: NORDEX N117 2400 117.0 !OI! hub: 120,0 m (TOT: 178,5 m) (262)
- 37: NORDEX N100 2500 99.8 !OI! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (269)

- 25: NORDEX N100 2500 99.8 !OI! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (277)



Project: Description:

Kiimassuo

Printed/Page  
18.11.2013 15:21 / 3

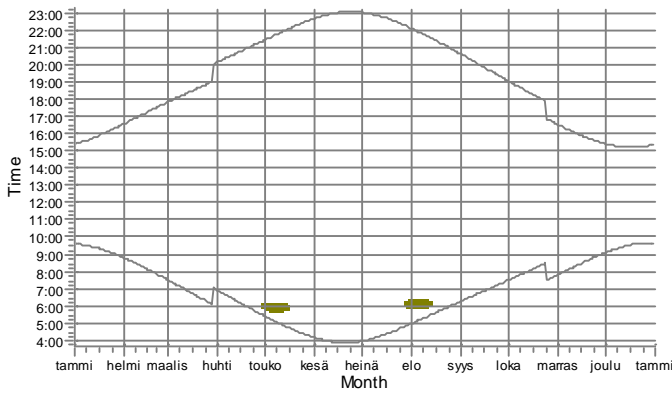
Licensed user:  
**Ramboll Finland Oy / ICT**  
Niemenkatu 73  
FI-15140 Lahti  
+358 20 755 7170

Arttu Ruhanen / arttu.ruhanen@ramboll.fi  
Calculated:  
18.11.2013 13:20/2.9.207

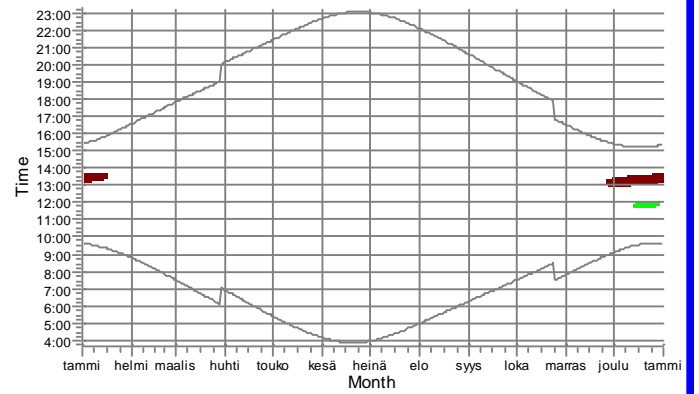
### SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Real, layout 2013-02-26 Kaava 1 (15, 24, 27, 38, 39 pois)

13: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (13)



14: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (14)



#### WTGs

- 23: NORDEX N100 2500 99.8 IO! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (270)
- 40: NORDEX N100 2500 99.8 IO! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (273)

- 25: NORDEX N100 2500 99.8 IO! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (277)

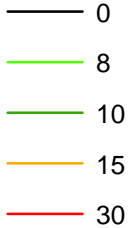
**Kiimassuon tuulivoimapuisto  
Välkemallinnus (WindPro 2.9)**

A.Ruhanen 18.11.2013

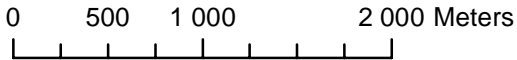
Layout 26.2.2013  
Poistettu laitokset 15, 27, 37, 38 ja 39  
10 voimalaitosta (kaava 1)



**Välketunteja vuodessa  
Real Case -mallinnus**



- ⊙ HH 100 m, roottori 100 m
- ⊙ HH 120 m, roottori 117 m
- asuinrakennus
- lomarakennus
- reseptoripiste



Project: Description:

**Kiimassuo**

Printed/Page  
18.11.2013 15:22 / 1

Licensed user:  
**Ramboll Finland Oy / ICT**  
Niemenkatu 73  
FI-15140 Lahti  
+358 20 755 7170  
Arttu Ruhanen / arttu.ruhanen@ramboll.fi  
Calculated:  
18.11.2013 14:26/2.9.207

### SHADOW - Main Result

**Calculation:** Real, layout 2013-02-26 Kaava 1 (15, 27, 37, 38, 39 pois)

#### Assumptions for shadow calculations

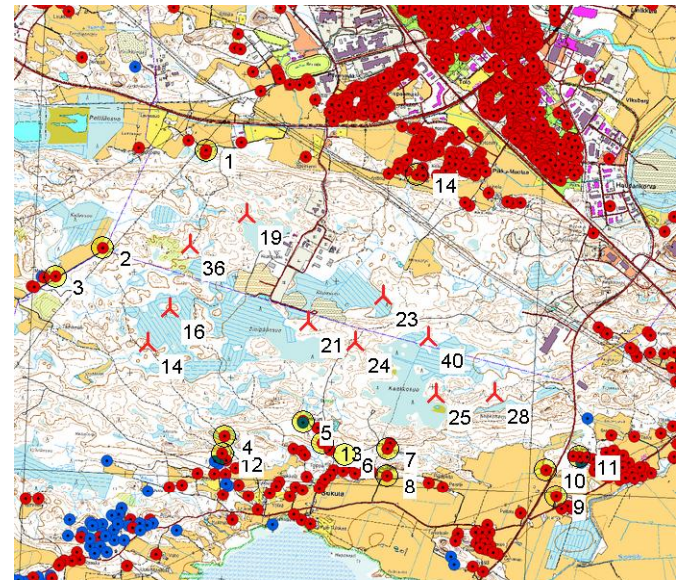
Maximum distance for influence  
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade  
Please look in WTG table

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  
1,16 2,61 4,19 6,43 8,42 8,50 8,58 6,71 4,57 2,52 1,10 0,81

Operational time  
N NE E SE S SW W NW Sum  
727 587 727 727 1 077 1 498 867 797 7 007  
Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

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: Height Contours: Kiimassuo Forssa.wpo (1)  
Obstacles used in calculation  
Eye height: 1,5 m  
Grid resolution: 10,0 m



#### WTGs

KKJ Zone: 3				WTG type				Shadow data			
East	North	Z	Row data/Description	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
14	3 312 773	6 746 129	120,0 NORDEX N117 2400 117,0 !O! hu... No	No	NORDEX	N117-2 400	2 400	117,0	120,0	1 487	11,8
16	3 312 992	6 746 469	121,3 NORDEX N117 2400 117,0 !O! hu... No	No	NORDEX	N117-2 400	2 400	117,0	120,0	1 487	11,8
19	3 313 758	6 747 403	127,3 NORDEX N100 2500 99,8 !O! hub:... Yes	Yes	NORDEX	N100-2 500	2 500	99,8	100,0	1 700	14,9
21	3 314 367	6 746 342	121,6 NORDEX N100 2500 99,8 !O! hub:... Yes	Yes	NORDEX	N100-2 500	2 500	99,8	100,0	1 700	14,9
23	3 315 107	6 746 598	120,0 NORDEX N100 2500 99,8 !O! hub:... Yes	Yes	NORDEX	N100-2 500	2 500	99,8	100,0	1 700	14,9
24	3 314 831	6 746 138	132,5 NORDEX N100 2500 99,8 !O! hub:... Yes	Yes	NORDEX	N100-2 500	2 500	99,8	100,0	1 700	14,9
25	3 315 634	6 745 620	125,7 NORDEX N100 2500 99,8 !O! hub:... Yes	Yes	NORDEX	N100-2 500	2 500	99,8	100,0	1 700	14,9
28	3 316 219	6 745 633	125,0 NORDEX N117 2400 117,0 !O! hu... No	No	NORDEX	N117-2 400	2 400	117,0	120,0	1 487	11,8
36	3 313 195	6 747 103	125,0 NORDEX N100 2500 99,8 !O! hub:... Yes	Yes	NORDEX	N100-2 500	2 500	99,8	100,0	1 700	14,9
40	3 315 559	6 746 185	122,5 NORDEX N100 2500 99,8 !O! hub:... Yes	Yes	NORDEX	N100-2 500	2 500	99,8	100,0	1 700	14,9

#### Shadow receptor-Input

KKJ Zone: 3										
No.	East	North	Z	Width	Height	Height	Degrees from	Slope of	Direction mode	
			[m]	[m]	[m]	a.g.l. [m]	south cw [°]	window [°]		
1	3 313 358	6 748 034	110,0	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"	
2	3 312 332	6 747 068	115,0	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"	
3	3 311 866	6 746 786	115,0	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"	
4	3 313 538	6 745 206	121,6	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"	
5	3 314 317	6 745 343	125,0	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"	
6	3 314 730	6 745 028	115,6	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"	
7	3 315 157	6 745 080	116,7	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"	
8	3 315 148	6 744 812	104,2	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"	
9	3 316 828	6 744 607	102,7	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"	
10	3 316 725	6 744 868	105,4	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"	
11	3 317 055	6 745 005	110,0	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"	
12	3 313 516	6 745 034	120,3	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	"Green house mode"	
13	3 314 513	6 745 137	123,3	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	"Green house mode"	
14	3 315 447	6 747 791	108,6	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	"Green house mode"	

Project: Description:

Kiimassuo

Printed/Page  
18.11.2013 15:22 / 2Licensed user:  
**Ramboll Finland Oy / ICT**  
Niemenkatu 73  
FI-15140 Lahti  
+358 20 755 7170Arttu Ruhanen / arttu.ruhanen@ramboll.fi  
Calculated:  
18.11.2013 14:26/2.9.207**SHADOW - Main Result****Calculation:** Real, layout 2013-02-26 Kaava 1 (15, 27, 37, 38, 39 pois)**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	46:41	118	0:32	4:36
2	54:00	144	0:34	7:38
3	24:29	85	0:25	3:57
4	8:45	51	0:16	2:10
5	11:39	61	0:18	2:43
6	23:34	71	0:23	5:43
7	17:36	58	0:24	4:15
8	15:03	49	0:22	3:38
9	9:23	49	0:16	2:10
10	9:36	40	0:19	2:10
11	33:46	95	0:28	7:27
12	0:00	0	0:00	0:00
13	8:16	33	0:20	1:53
14	16:28	50	0:30	1:19

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

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
14	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120,0 m (TOT: 178,5 m) (263)	30:19	3:05
16	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120,0 m (TOT: 178,5 m) (265)	25:41	3:46
19	NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (267)	24:45	3:17
21	NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (268)	0:00	0:00
23	NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (270)	14:45	1:11
24	NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (276)	8:43	2:09
25	NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (277)	59:47	13:48
28	NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120,0 m (TOT: 178,5 m) (262)	62:16	14:31
36	NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (266)	44:27	5:58
40	NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (273)	8:33	1:50

Project: Description:

Kiimassuo

Printed/Page  
18.11.2013 15:22 / 1

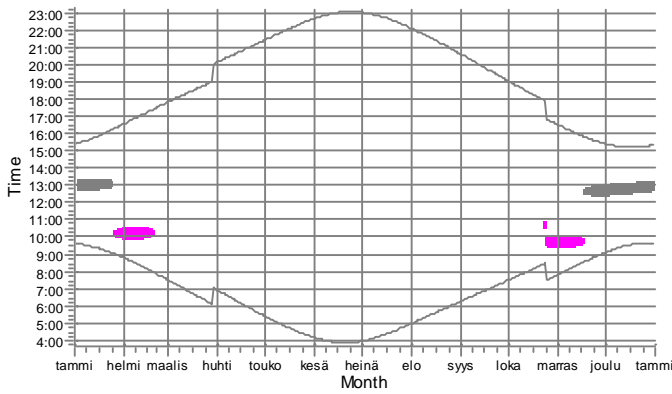
Licensed user:  
**Ramboll Finland Oy / ICT**  
Niemenkatu 73  
FI-15140 Lahti  
+358 20 755 7170

Arttu Ruhanen / arttu.ruhanen@ramboll.fi  
Calculated:  
18.11.2013 14:26/2.9.207

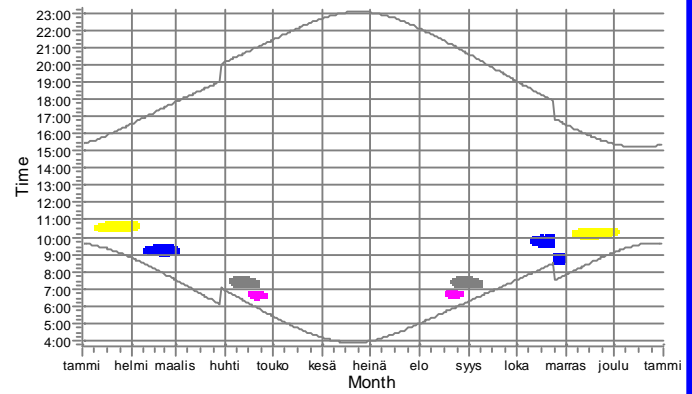
### SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Real, layout 2013-02-26 Kaava 1 (15, 27, 37, 38, 39 pois)

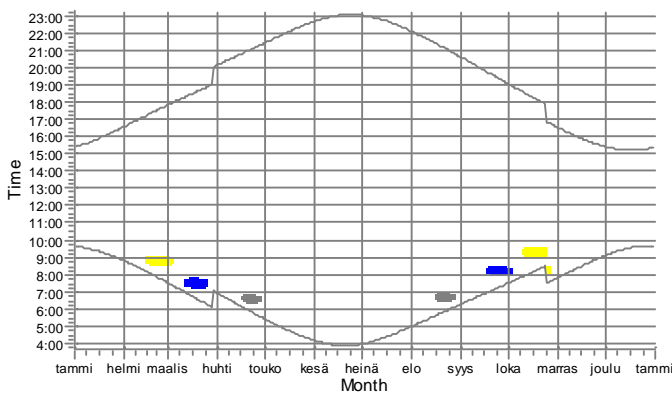
1: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (1)



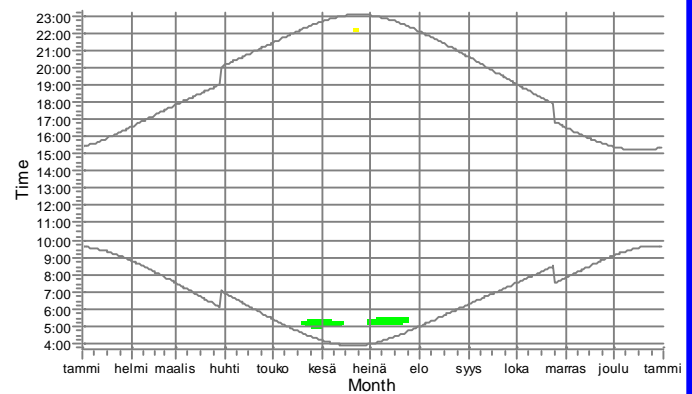
2: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (2)



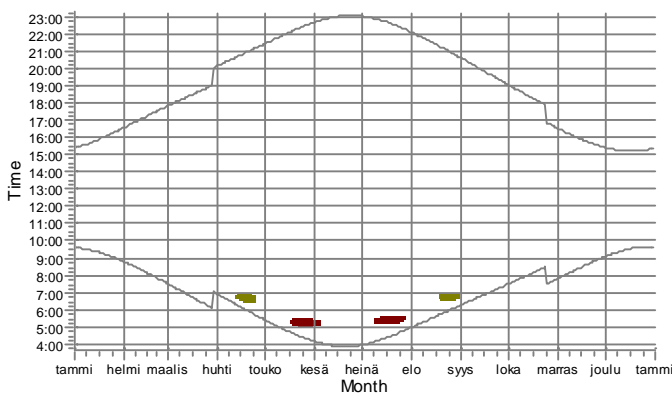
3: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (3)



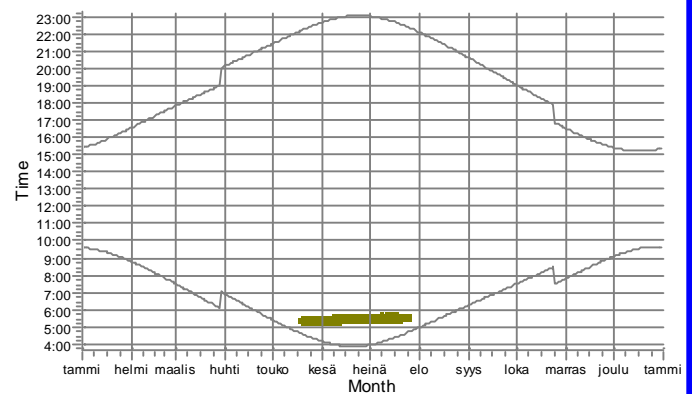
4: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (4)










5: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (5)



6: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (6)



WTGs

- |   |   |   |  |
|---|---|---|--|
|  | 14: NORDEX N117 2400 117.0 !OI! hub: 120,0 m (TOT: 178,5 m) (263) |  | 40: NORDEX N100 2500 99.8 !OI! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (273) |
|  | 16: NORDEX N117 2400 117.0 !OI! hub: 120,0 m (TOT: 178,5 m) (265) |  | 24: NORDEX N100 2500 99.8 !OI! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (276) |
|  | 36: NORDEX N100 2500 99.8 !OI! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (266)  |  | 25: NORDEX N100 2500 99.8 !OI! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (277) |
|  | 19: NORDEX N100 2500 99.8 !OI! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (267)  |   |  |

Project: Description:

Kiimassuo

Printed/Page  
18.11.2013 15:22 / 2

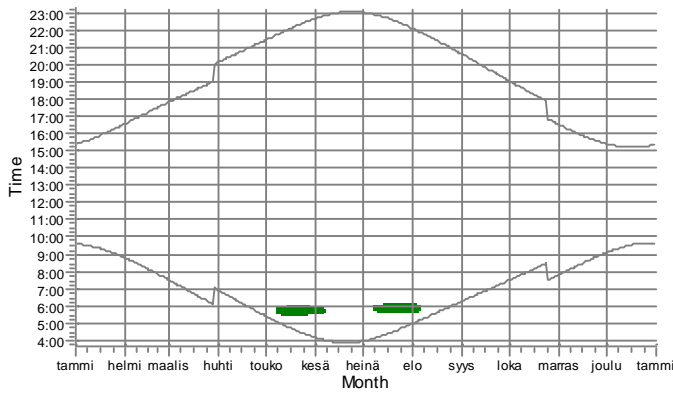
Licensed user:  
**Ramboll Finland Oy / ICT**  
Niemenkatu 73  
FI-15140 Lahti  
+358 20 755 7170

Arttu Ruhanen / arttu.ruhanen@ramboll.fi  
Calculated:  
18.11.2013 14:26/2.9.207

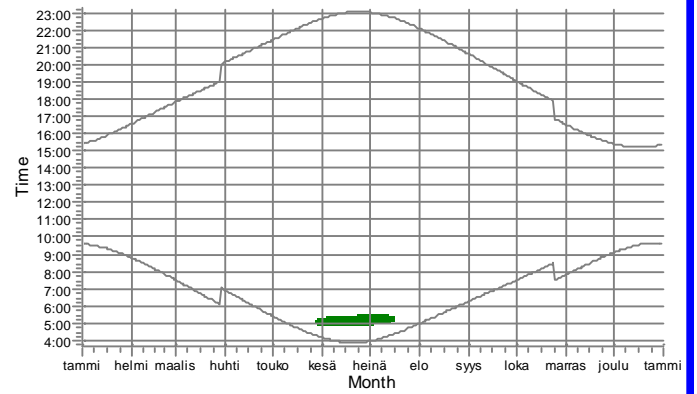
### SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Real, layout 2013-02-26 Kaava 1 (15, 27, 37, 38, 39 pois)

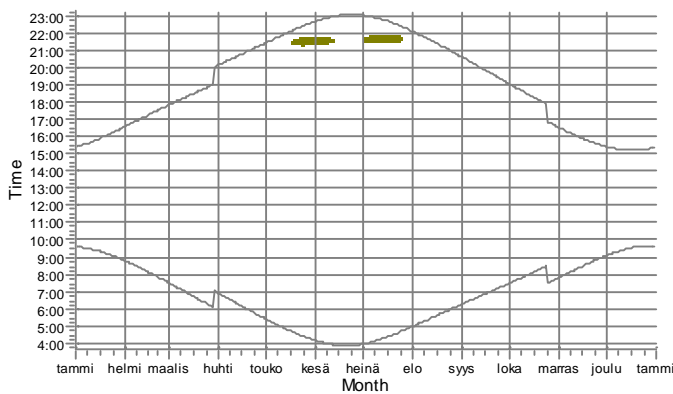
7: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (7)



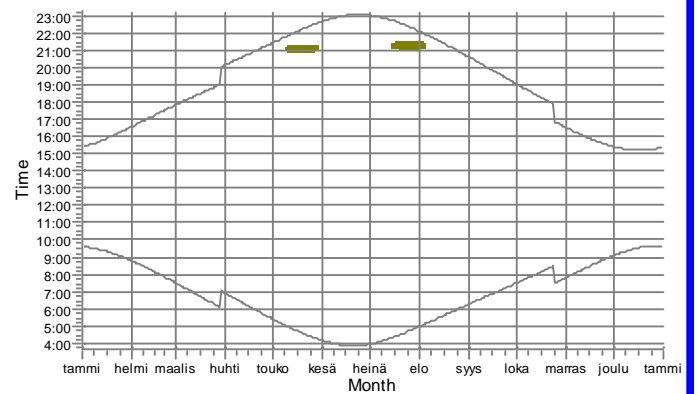
8: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (8)



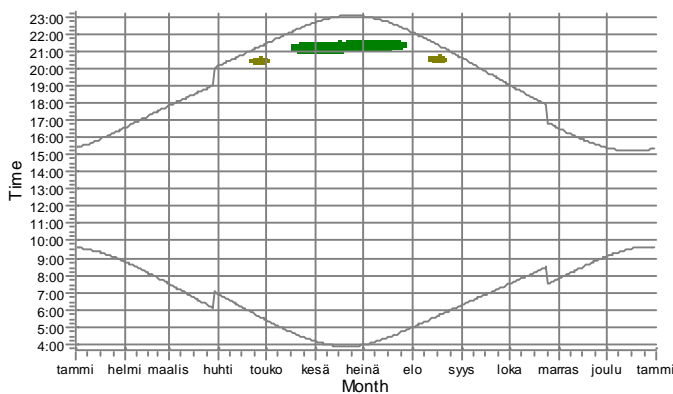
9: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (9)



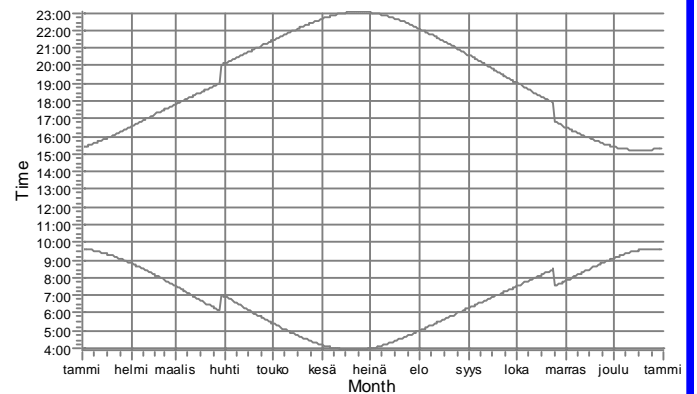
10: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (10)



11: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: -180,0° Slope: 90,0° (11)



12: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (12)



WTGs

28: NORDEX N117 2400 117.0 !O! hub: 120,0 m (TOT: 178,5 m) (262)

25: NORDEX N100 2500 99.8 !O! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (277)

Project: Description:

Kiimassuo

Printed/Page  
18.11.2013 15:22 / 3

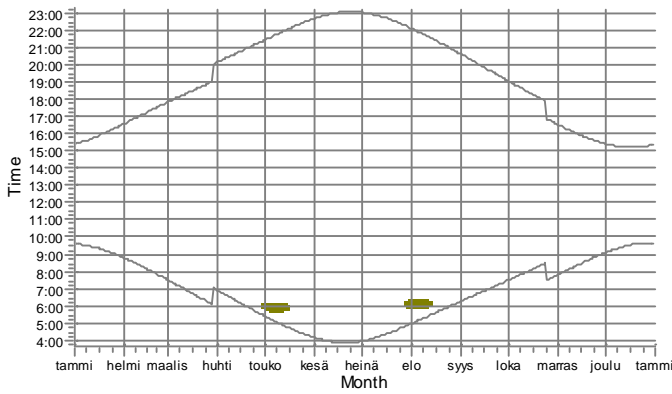
Licensed user:  
**Ramboll Finland Oy / ICT**  
Niemenkatu 73  
FI-15140 Lahti  
+358 20 755 7170

Arttu Ruhanen / arttu.ruhanen@ramboll.fi  
Calculated:  
18.11.2013 14:26/2.9.207

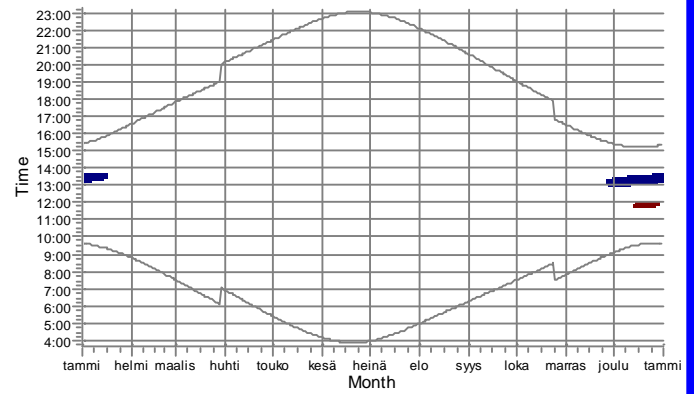
### SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Real, layout 2013-02-26 Kaava 1 (15, 27, 37, 38, 39 pois)

13: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (13)



14: Shadow Receptor: 1,0 x 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (14)



#### WTGs

- 23: NORDEX N100 2500 99.8 IO! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (270)
- 40: NORDEX N100 2500 99.8 IO! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (273)

- 25: NORDEX N100 2500 99.8 IO! hub: 100,0 m (TOT: 149,9 m) (277)